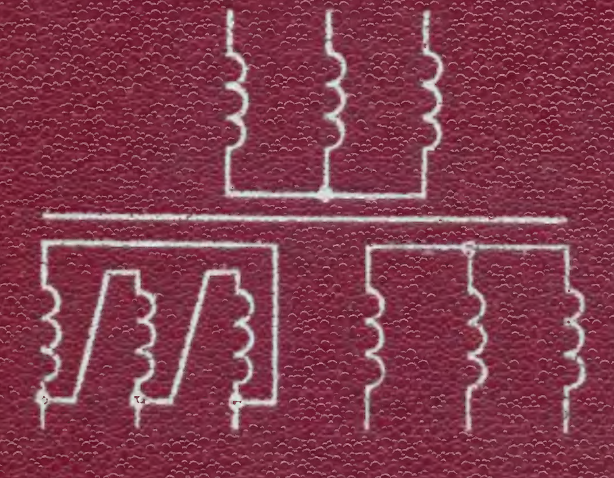
П.М.Тихомиров

РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для студентов вузов



П. М. Тихомиров

РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Издание пятое,
переработанное и дополненное

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебного пособия для студентов электротехнических и электромеханических специальностей вузов.



МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1986

ББК 31.261.8
Т 46
УДК 621.314.21.001.63(075.8)

Рецензент канд. техн. наук Н. Н. Хубларов

Тихомиров П. М.

Т 46 Расчет трансформаторов: Учеб. пособие для вузов. — 5-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — 528 с.: ил.

Изложены основы теории расчета силовых трансформаторов с плоскими и пространственными магнитными системами из холоднокатаной текстурованной электротехнической стали и обмотками из медного и алюминиевого провода с масляным и воздушным охлаждением. Даны практические примеры расчета. Приведены необходимые для расчета сведения по конструкции магнитных систем, обмоток, систем охлаждения современных силовых трансформаторов и справочные материалы. Четвертое издание вышло в 1976 г. Настоящее издание переработано в соответствии с новыми достижениями в области трансформаторостроения.

Для студентов вузов специальности «Электрические машины» и других электротехнических и энергетических специальностей.

Т $\frac{2302030000\text{-}455}{051(01)\text{-}86}$ 147-86 ББК 31.261.8

ПРЕДИСЛОВИЕ

Пятое издание книги «Расчет трансформаторов», переработанное и дополненное, выходит в свет через 10 лет после выхода четвертого издания.

При переработке книги для пятого издания автор старался дать читателю материалы для рационального проектирования силовых трансформаторов с учетом места трансформатора в сети, современных конструктивных решений отдельных частей и всего трансформатора, современных материалов и технологии изготовления некоторых узлов трансформатора. Соответствующие, минимально необходимые для расчетчика сведения о современных конструкциях магнитных систем и обмоток и отдельных технологических операциях приведены в таксте некоторых глав книги.

За прошедшее десятилетие изменились требования Государственных стандартов к основным материалам, применяемым в трансформаторостроении, — электротехническим сталям, медным и алюминиевым обмоточным проводам, изоляционным и другим материалам. Вследствие этого в новом издании переработаны практически все таблицы, содержащие справочные сведения об этих материалах, а также ряд других, косвенно с ними связанных.

Вопросы расчета основных размеров трансформатора выделены в особую главу (гл. 3). Изложенная в ней методика обобщенного расчета позволяет подойти к выбору основных размеров магнитной системы и обмоток трансформатора с одновременным учетом конструкции магнитной системы — плоской или пространственной и марки электротехнической стали; материала обмоток — медных или алюминиевых; получения заданных параметров холостого хода и короткого замыкания и некоторых других величин.

Для удобства пользования книгой все необходимые практические указания и справочные материалы располо-

жены в тексте по мере изложения теории и методики расчета. Книга иллюстрируется примерами расчета.

Методика расчета трансформаторов, изложенная в гл. 3 и последующих главах, и справочные материалы, приведенные в книге, позволяют вести электрический, магнитный и тепловой расчеты силовых масляных и сухих трансформаторов общего назначения двух- и трехобмоточных различных мощностей от 4—10 кВ·А до 63—80 тыс. кВ·А классов напряжения до 110 кВ включительно.

Автор во всех расчетных формулах все линейные размеры выразил в метрах. Поскольку в современных государственных стандартах на материалы и некоторых других линейные размеры выражены в миллиметрах, во всех справочных таблицах все линейные размеры также выражены в миллиметрах, а в расчетные формулы введены коэффициенты перевода.

В практике проектных организаций и промышленных предприятий широко применяются современные ЭВМ, при помощи которых рассчитывается ряд технических, эксплуатационных и экономических параметров силовых трансформаторов. Использование ЭВМ позволяет рассчитывать параметры трансформаторов с значительно большей точностью и скоростью, чем при ручном расчете, но требует разработки сложных математических моделей и программ и в объем и задачу данной книги не входит.

Основное назначение книги — служить учебным пособием студентам высших учебных заведений, обучающихся по специальности «Электрические машины», при курсовом и дипломном проектировании, а также при изучении курса «Проектирование электрических машин». Автор надеется, что книга может быть полезной и инженерам и техникам, работающим в области проектирования, производства, эксплуатации и ремонта трансформаторов.

Автор считает задачей книги дать читателю, и прежде всего специализирующемуся в области трансформаторостроения, необходимые представления об основах проектирования силовых трансформаторов. Читатель должен на собственном опыте, на основе ручного расчета, понять взаимосвязи размеров трансформатора, свойств активных материалов и его технических и экономических параметров с учетом места трансформатора в сети и технологии его производства. После усвоения этих основ будет возможен переход к комплексному решению задач проекти-

рования с сознательным и полноценным использованием современных средств вычислительной техники.

При написании книги автор использовал многолетний опыт преподавания в Московском энергетическом институте, а также опыт Всесоюзного электротехнического института им. В. И. Ленина, Всесоюзного института трансформаторостроения и трансформаторных заводов. Автор пользуется случаем выразить признательность работникам этих предприятий, оказавшим содействие в подборе материала для книги, канд. техн. наук Н. Н. Хубларову, выполнившему большую работу по рецензированию рукописи, а также инж. Н. А. Акимовой, выполнившей примеры расчета для § 10.1 и 10.3.

Автор с благодарностью примет все замечания читателей и просит направлять их в адрес Энергоатомиздата: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Автор

Глава первая

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1.1. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ПРОИЗВОДСТВЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ В СССР

Трансформатором называется статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока.

В народном хозяйстве используются трансформаторы различного назначения в диапазоне мощностей от долей вольт-ампера до 1 млн. кВ·А и более. Принято различать трансформаторы малой мощности с выходной мощностью 4 кВ·А и ниже для однофазных и 5 кВ·А и ниже для трехфазных сетей и трансформаторы силовые мощностью от 6,3 кВ·А и более для трехфазных и от 5 кВ·А и более для однофазных сетей.

Трансформаторы малой мощности различного назначения используются в устройствах радиотехники, автоматики, сигнализации, связи и т. п., а также для питания бытовых электроприборов. Назначение силовых трансформаторов — преобразование электрической энергии в электрических сетях и установках, предназначенных для приема и использования электрической энергии. Силовые трансформаторы подразделяются на два вида. Трансформаторы общего назначения предназначены для включения в сеть, не отличающуюся особыми условиями работы, или для питания приемников электрической энергии, не отличающихся особыми условиями работы, характером нагрузки или режимом работы. Трансформаторы специального назначения предназначены для непосредственного питания потребительской сети или приемников электрической энергии, если эта сеть или приемники отличаются особыми условиями работы, характером нагрузки или режимом работы. К числу таких сетей или приемников электрической энергии относятся подземные рудничные сети и установки, выпрямительные установки, электрические печи и т. п.

Централизованное производство электрической энергии на крупных электростанциях с генераторами большой единичной мощности, размещаемых вблизи расположения топливных и гидравлических энергоресурсов, позволяет получать в этих районах большие количества электрической энергии при относительно невысокой ее стоимости. Реальное использование дешевой электрической энергии непосредственно у потребителей, находящихся на значительном удалении, иногда измеряемом сотнями и тысячами километров, и рассредоточенных на территории страны, требует при этом создания сложных разветвленных электрических сетей.

Силовой трансформатор является одним из важнейших элементов каждой электрической сети. Передача электрической энергии на большие расстояния от места ее производства до места потребления требует в современных сетях не менее чем пяти-шестикратной трансформации в повышающих и понижающих трансформаторах. Так, при напряжении на шинах электростанции 15, 75 кВ в современной сети при удалении потребителей от электростанции, питающей сеть, около 1000 км часто применяется такая последовательность шести трансформаций напряжения с учетом падения напряжения на линиях передачи: 15,75 на 525 кВ; 500 на 242 кВ; 230 на 121 кВ; 115 на 38,5 кВ; 35 на 11 кВ; 10 кВ на 0,4 или 0,69 кВ.

На рис. 1.1, *а* показана несколько упрощенная схема такой сети, содержащая только радиальные связи. При использовании линии электропередачи постоянного тока изменение схемы произойдет только на первом ее участке (рис. 1.1, *б*); в начале линии появится блок выпрямителей *В* и в конце — блок инверторов *И*. Вся остальная сеть останется без изменений.

Необходимость распределения энергии по разным радиальным направлениям между многими мелкими потребителями приводит к значительному увеличению числа отдельных трансформаторов по сравнению с числом генераторов. При этом суммарная мощность трансформаторов в сети на каждой следующей ступени с более низким напряжением в целях более свободного маневрирования энергией выбирается обычно большей, чем мощность предыдущей ступени более высокого напряжения. Вследствие этих причин общая мощность всех трансформаторов, установленных в сети, в настоящее время превышает общую генераторную мощность в 7—8 раз. В связи с увеличением удаления потребителей (распределительной сети) от крупных электростан-

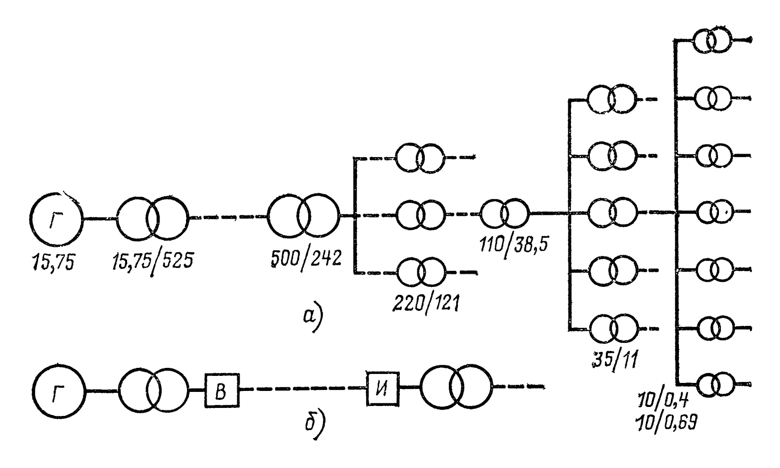


Рис. 1.1. Схема расположения трансформаторов в современной электрической сети (напряжения в киловольтах):

а — линии передачи переменного тока, *б* — линии передачи постоянного тока

ций, размещаемых в районах сосредоточения энергетических ресурсов, и повышением напряжения линий электропередачи до 750, 1150 и далее до 1500 кВ указанное соотношение имеет тенденцию к увеличению.

Определяя место силового трансформатора в электрической сети, следует отметить, что по мере удаления от электростанции единичные мощности трансформаторов уменьшаются, а удельный расход материалов на изготовление трансформатора и потери, отнесенные к единице мощности, а также цена 1 кВт потерь возрастают. Поэтому значительная часть материалов, расходуемых на все силовые трансформаторы, вкладывается в наиболее отдаленные части сети, т. е. в трансформаторы с высшим напряжением 35 и 10 кВ. В этих же трансформаторах возникает основная масса потерь энергии, оплачиваемых по наиболее дорогой цене.

Потери холостого хода трансформатора являются постоянными, не зависят от тока нагрузки и возникают в его магнитной системе в течение всего времени, когда он включен в сеть. Потери короткого замыкания (нагрузочные) изменяются с изменением тока нагрузки и зависят от графика нагрузки трансформатора. Характер суточного или годового графика нагрузки трансформатора зависит от его места в сети и характера нагрузки — промышленная, бытовая, сельскохозяйственная и т. д. Для экономических расчетов транс-

форматоры сети принято разделять на трансформаторы электрических станций, основной сети при напряжениях 110 кВ и выше и распределительной сети, непосредственно питающие потребителей при напряжениях 10 и 35 кВ.

Силовой трансформатор является одним из важнейших элементов современной электрической сети, и дальнейшее развитие трансформаторостроения определяется в первую очередь развитием электрических сетей, а следовательно, энергетики страны.

Особо важными задачами являются повышение качества трансформаторов, использование прогрессивной технологии их производства, экономия материалов при их изготовлении и возможно низкие потери энергии при их работе в сети. Экономия материалов и снижение потерь особенно важны в распределительных трансформаторах, в которых расходуется значительная часть материалов и возникает существенная часть потерь энергии всего трансформаторного парка.

Коэффициент полезного действия трансформаторов очень велик и для большинства их составляет 98—99 % и более, однако необходимость многократной трансформации энергии и установки в сетях трансформаторов с общей мощностью, в несколько раз превышающей мощность генераторов, приводит к тому, что общие потери энергии во всем парке трансформаторов достигают существенных значений. Так в середине 50-х годов на потери в трансформаторах расходовалось до 6 % всей энергии, выработанной электростанциями. В сериях трансформаторов, выпускавшихся в последующие годы, потери холостого хода снижены до 50 % и потери короткого замыкания на 20—25 %, однако вследствие увеличения числа ступеней трансформации в сетях, роста общей мощности трансформаторного парка, общие потери в парке трансформаторов уменьшились в меньшей степени. Поэтому одной из важнейших задач в настоящее время является задача существенного уменьшения потерь энергии в трансформаторах, т. е. потерь холостого хода и потерь короткого замыкания.

Уменьшение потерь холостого хода достигается главным образом путем все более широкого применения холоднокатаной рулонной электротехнической стали с улучшенными магнитными свойствами — низкими и особо низкими удельными потерями и низкой удельной намагничивающей мощностью. Применение этой стали, обладающей анизотропией магнитных свойств и очень чувствительной к механическим воздействиям при обработке — продольной и поперечной

резке рулона на пластины, к толчкам и ударам при транспортировке пластин, к ударам, изгибам и сжатию пластин при сборке магнитной системы и остова, сочетается с существенным изменением конструкций магнитных систем, а также с новой прогрессивной технологией заготовки и обработки пластин и сборки магнитной системы и остова.

Новые конструкции магнитных систем характеризуются применением косых стыков пластин в углах системы, стяжкой стержней и ярм кольцевыми бандажами вместо сквозных шпилек в старых конструкциях и многоступенчатой формой сечения ярма в плоских магнитных системах. Находят применение стыковые пространственные магнитные системы со стержнями, собранными из плоских пластин, и с ярмами, навитыми из ленты холоднокатаной стали, а также магнитные системы, собранные только из навитых элементов. Эти конструкции позволяют уменьшить расход активной стали и потери холостого хода.

Уменьшение расхода электротехнической стали при стабильности допустимой индукции достигается в настоящее время за счет изменения конструкции магнитной системы, например путем перехода от плоских к пространственным магнитным системам.

Уменьшение потерь короткого замыкания достигается главным образом понижением плотности тока за счет увеличения массы металла в обмотках. В значительной мере это стало возможным после замены медного провода алюминиевым в силовых трансформаторах общего назначения мощностью до 16 000 кВ·А.

Дальнейшее расширение применения алюминия в трансформаторах бо́льших мощностей ограничивается требованиями механической прочности обмоток при коротком замыкании. Возможность замены меди алюминием в обмотках некоторых типов трансформаторов общего и специального назначения еще не исчерпана.

Сокращение расхода изоляционных материалов, трансформаторного масла и металла, употребляемого на изготовление баков и систем охлаждения трансформаторов, может быть достигнуто путем снижения испытательных напряжений и уменьшения изоляционных расстояний при улучшении изоляционных конструкций на основе совершенствования технологии обработки изоляции и применения новых средств защиты трансформаторов от перенапряжений. Большой эффект в деле экономии конструктивных материалов дает также применение новых систем форсированного охлаждения

трансформаторов с направленной циркуляцией масла в каналах обмоток и эффективных охладителях.

Рост единичных мощностей и номинальных напряжений трансформаторов, изготовляемых в СССР, по годам показан в табл. 1.1.

Таблица 1.1. **Рост единичных мощностей и номинальных напряжений трансформаторов, изготовляемых в СССР, по годам**

Год выпуска	Число фаз	Мощность, кВ·А	Напряжение ВН, кВ	Год выпуска	Число фаз	Мощность, кВ·А	Напряжение ВН, кВ
1931	1	3 333	110	1963	3	400 000	330
1933	1	20 000	220	1967	3	630 000	220
1939	1	40 000	220	1967	1	417 000	750
1955	3	70 000	110	1969	3	400 000	500
1956	1	135 000	400	1971	3	1 000 000	330
1959	1	135 000	500	1972	1	210 000	1150
1959	3	240 000	220	1978	1	667 000	1150
				1980	3	1 250 000	330

На рис. 1.2 приведена фотография одного из современных мощных трансформаторов — однофазного автотранс-

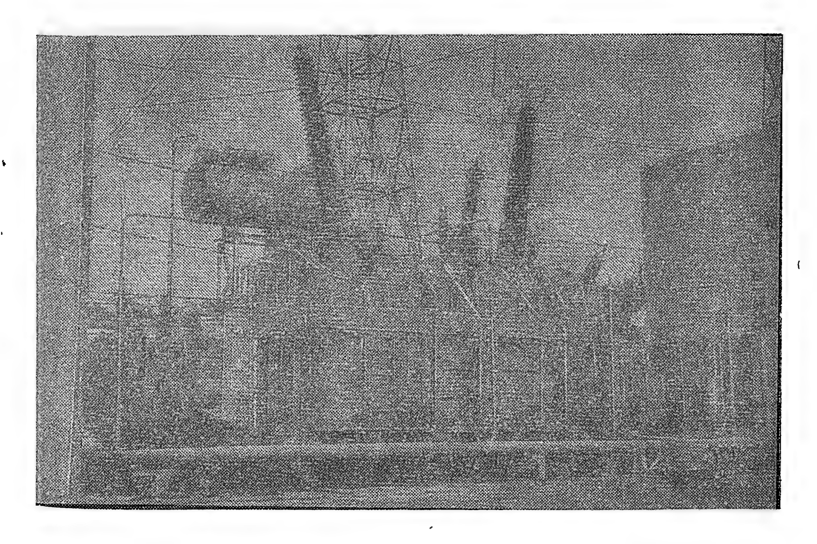


Рис. 1.2. Однофазный автотрансформатор мощностью 417 МВ·А класса напряжения 750 кВ на подстанции

форматора мощностью 417 МВ·А (1250 МВ·А в трехфазной группе) класса напряжения 750 кВ, установленного на подстанции. Линейные напряжения обмоток (в группе) ВН 750 кВ, СН 500 кВ, НН 10,6 кВ, мощности обмоток ВН и СН 417 МВ·А, НН 30 МВ·А*. Система охлаждения трансформатора состоит из двух групп охладителей, установленных на отдельных фундаментах. Циркуляция масла внутри бака трансформатора и охладителей форсируется насосами, движение воздуха, обдувающего охладители, — вентиляторами. От воздействия атмосферных разрядов трансформатор защищен разрядниками, установленными вблизи трансформатора.

В связи с повышением общих требований, предъявляемых энергетикой к силовым трансформаторам, расширением шкалы мощностей и напряжений в последние годы продолжалась работа по стандартизации силовых трансформаторов.

Постоянное повышение верхнего предела номинальных мощностей и напряжений силовых трансформаторов сопровождается увеличением типовых мощностей, нарастающих по стандартизованной шкале с основным коэффициентом нарастания 1,6 (в отдельных местах шкалы 1,25). Увеличивается выпуск трансформаторов специального назначения — для питания электрических печей, преобразовательных устройств, рудничных установок и др., а также трансформаторов для комплектных трансформаторных подстанций. Вследствие этого постоянно увеличивается номенклатура изделий трансформаторного производства и становится необходимым более четкое разделение выпуска трансформаторов по мощностям, назначению и классам напряжения между отдельными заводами, а также сосредоточения на отдельных заводах производства однотипных трансформаторов.

Наряду с масляными используются также и сухие трансформаторы с естественным воздушным охлаждением. Они находят все более широкое применение в установках внутри производственных помещений, жилых и служебных зданий, т. е. там, где установка масляных трансформаторов вследствие их взрыво- и пожароопасности недопустима. Мощность в единице этих трансформаторов достигает в нормальных сериях 1600 кВ·А при напряжении 10 кВ. В дальнейшем возможно увеличение единичной мощности до 2500 кВ·А и

* ВН, СН, НН — обозначение обмоток высшего, среднего и низшего напряжений.

напряжения до 15 кВ. Кроме серий сухих трансформаторов для работы в зоне умеренного климата выпускаются сухие трансформаторы для работы в условиях сухих и влажных тропиков.

Для обеспечения экономичной работы электрических сетей и надлежащего качества энергии, отпускаемой потребителям, т. е. для поддержания постоянства напряжения, возникает необходимость в расширении выпуска трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Современными стандартами предусмотрен выпуск всех понижающих трансформаторов и автотрансформаторов классов напряжения 110, 150, 220, 330 и 500 кВ с РПН. При этом у двух- и трехобмоточных трансформаторов, как правило, напряжение регулируется при помощи устройства для переключения ответвлений в нейтрали обмотки высшего напряжения. У автотрансформаторов напряжение регулируется у линейного конца обмотки среднего напряжения и в отдельных случаях вблизи нейтрали обмоток. Повышающие трансформаторы этих классов напряжения выпускаются без РПН.

Трансформаторы классов напряжения 10 и 35 кВ мощностью до 250 кВ·А выпускаются с переключением без возбуждения (ПБВ), а мощностью 400—630 кВ·А с ПБВ в основной массе и с РПН — некоторая часть. Двухобмоточные трансформаторы общего назначения классов напряжения 10 и 35 кВ мощностью 1000—6300 кВ·А выпускаются как с ПБВ, так и с РПН, а мощностью 10 000—80 000 кВ·А класса напряжения 35 кВ — только с ПБВ.

При разработке трансформаторов и особенно автотрансформаторов большой мощности (более 63 000 кВ·А) возникает проблема ограничения добавочных потерь, возникающих от вихревых токов, наводимых магнитным полем рассеяния в обмотках, и вихревых токов и гистерезиса, возникающих в элементах конструкции трансформатора. Эти потери в сумме могут достигать 25—30 % полных потерь короткого замыкания.

В качестве наиболее эффективных средств для уменьшения добавочных потерь применяют: рациональное размещение витков обмоток для уменьшения поперечной (радиальной) составляющей поля рассеяния, искусственную локализацию поля рассеяния при помощи установки магнитных экранов из электротехнической стали и замену некоторых стальных деталей деталями из немагнитных материалов. В дальнейшем наиболее радикальное решение этой проблемы

может быть найдено путем замены стальных деталей, в которых возникают потери от гистерезиса и вихревых токов, неметаллическими (прессующие кольца обмоток, ярмовые прессующие балки и т. д.) или деталями из немагнитных металлов.

Широкое развитие электрификации железных дорог должно быть обеспечено выпуском достаточного количества трансформаторов для питания выпрямителей, а также специальных трансформаторов для установки на электровозах, работающих на участках, питаемых переменным током. Значительно должны быть расширены выпуск и диапазон мощностей трансформаторов для питания электрических печей, трансформаторов, заполненных негорючей жидкостью, и различных реакторов.

Разработка новых серий трансформаторов с пониженными потерями холостого хода производится на базе применения электротехнической холоднокатаной анизотропной тонколистовой рулонной стали марок 3404, 3405, 3406 по ГОСТ 21427-83, допускающей магнитную индукцию до 1,6—1,65 Тл при использовании современной конструкции и технологии изготовления магнитных систем.

В качестве материала обмоток в значительной части силовых трансформаторов общего назначения для мощностей до 16 000—25 000 кВ·А применяется алюминиевый обмоточный провод. В трансформаторах бо́льших мощностей и трансформаторах специального назначения обмотки выполняются из медного обмоточного провода.

Перевод ряда серий трансформаторов на алюминиевые обмотки позволил получить большую экономию меди, необходимой для общего увеличения выпуска трансформаторов и увеличения массы меди в обмотках трансформаторов большой мощности с целью уменьшения потерь короткого замыкания.

Задача проектирования рациональной серии трансформаторов с алюминиевыми обмотками заключается в выборе такого соотношения основных размеров, отличающихся от размеров трансформаторов с медными обмотками, при котором наиболее полно использовалось бы положительное свойство алюминия — малая плотность и уменьшалось бы значение отрицательных свойств — относительно большого удельного электрического сопротивления, увеличенного объема обмоток и пониженной механической прочности провода.

Для получения в эксплуатации полной взаимозаменяемости трансформаторов с медными и алюминиевыми обмотками целесообразно проектировать те и другие с одинаковыми параметрами — потерями и напряжением короткого замыкания, потерями и током холостого хода. Практика расчета серий «алюминиевых» трансформаторов показывает, что взаимозаменяемость их с «медными» трансформаторами может быть получена при одинаковых исходных данных расчета, т. е. одинаковых марке стали, магнитной индукции в стержне, коэффициенте заполнения сталью сечения стержня и т. д. При этом «алюминиевые» трансформаторы имеют одинаковую с «медными» трансформаторами массу стали, меньшую массу, но больший объем металла обмоток, большее сечение обмоток, бóльшую высоту магнитной системы.

Увеличение сечения витка алюминиевых обмоток в достаточной мере увеличивает их механическую прочность при коротком замыкании, компенсируя в трансформаторах мощностью до 16 000—25 000 кВ·А пониженную механическую прочность самого металла.

Большой опыт выпуска трансформаторов с алюминиевыми обмотками, в частности в пределах номинальных мощностей от 10 до 16 000 кВ·А, показал, что эти трансформаторы обеспечивают полноценную замену трансформаторов с медными обмотками, так как могут иметь те же параметры холостого хода и короткого замыкания при одинаковой стоимости всего трансформатора, т. е. являются равноценными с «медными» трансформаторами в технологическом и экономическом отношении.

В последние годы усиливается интерес к применению электрооборудования, в том числе и трансформаторов, работающего в автономных электрических системах с повышенной частотой 100—400 Гц. С ростом частоты уменьшается масса электрооборудования (двигателей, трансформаторов и др.) и появляется возможность применения высокоскоростного электропривода. Повышенная частота используется там, где применяется ручной высокоскоростной электроинструмент с электроприводом: на лесоразработках и горных разработках, на морских и речных судах, в прядильных цехах для электропривода веретен, для электроплавки и электросварки металлов и т. д. Рост мощностей автономных электрических систем повышенной частоты уже сейчас ставит задачу создания силовых энергетических трансформаторов, рассчитанных на частоты 100—400 Гц.

Исследования поля рассеяния трансформаторов больших мощностей необходимы для создания точных методов

расчета распределения поля рассеяния и вызываемых им механических сил, воздействующих на обмотки при коротком замыкании. Точное знание сил, действующих на обмотки и их отдельные части, позволит обеспечить электродинамическую стойкость и надежность трансформаторов мощностью 250—1000 МВ·А и более. Исследования поля рассеяния трансформаторов этих и меньших мощностей имеют целью также определенную организацию и локализацию этого поля за счет рационального размещения обмоток и применения магнитных экранов, позволяющих существенно уменьшить добавочные потери в обмотках и конструктивных деталях трансформатора — стенках бака, прессующих деталях обмоток и остова трансформатора.

Возможность этих исследований обеспечивается широким внедрением вычислительной техники и современных методов экспериментального исследования магнитного поля.

Важной задачей является совершенствование методов расчета трансформаторов. В условиях проектных организаций и трансформаторных заводов расчет силовых трансформаторов выполняется с использованием ЭВМ. Разработаны математические модели и комплекты стандартных программ, при помощи которых ведется расчет отдельных параметров — потерь и напряжения короткого замыкания, потерь и тока холостого хода, оптимальных размеров сечения стержня, тепловой расчет отдельных частей системы охлаждения трансформатора, его тепловой постоянной времени и др.

Особо важное значение имеют комплекты программ для расчета поля рассеяния обмоток. Эти программы позволяют выполнять расчет индукции поля рассеяния в области внутри и вне обмоток с последующим определением радиальных и осевых электродинамических сил, действующих при коротком замыкании на отдельные части обмоток, и суммарных сил для каждой обмотки, а также добавочных потерь в обмотках и деталях конструкции трансформатора.

Использование этих программ позволяет с приемлемой точностью выполнить подробный расчет поля рассеяния обмоток, электродинамических сил и добавочных потерь для каждого рассчитываемого трансформатора, что было практически недоступно при ручном методе расчета. Выявляемое при этом распределение электродинамических сил, действующих на отдельные части обмоток и мест со-

средоточения добавочных потерь в отдельных деталях конструкции, позволяет должным образом организовать поле рассеяния путем рационального взаимного расположения частей обмоток и обеспечить необходимую механическую прочность обмоток при коротком замыкании трансформатора, а также добиться существенного уменьшения добавочных потерь в обмотках и деталях конструкции трансформатора.

Программы для расчета электрического поля обмоток позволяют рассчитать продольную изоляцию обмоток классов напряжения 35—1150 кВ с учетом воздействия импульсных перенапряжений и заменой большой экспериментальной работы по исследованию натуральных моделей изоляции чисто расчетной работой.

Важнейшим направлением научно-исследовательских работ является разработка новых прогрессивных технологических процессов и операций, обеспечивающих повышение качества трансформаторов, уменьшение трудовых затрат и экономию материалов. Особое значение имеет совершенствование сушки активных частей трансформаторов классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ и разработка метода сушки для трансформаторов класса напряжения 1150 кВ. Правильно организованная и проведенная сушка является залогом длительной и надежной работы изоляции трансформатора в эксплуатации.

Повышение класса напряжения трансформаторов с 220 до 330, 500, 750 и 1150 кВ требует развития исследований новых изоляционных конструкций и применения изоляционных материалов повышенного качества. В области производства трансформаторов массовых выпусков мощностью от 25 до 1000—6300 кВ·А главной задачей остается совершенствование их конструкций для уменьшения расхода материалов, снижения потерь энергии в них, удешевления производства.

Примером современного подхода к проектированию новых серий трансформаторов может служить серия двух- и трехобмоточных трансформаторов общего назначения класса напряжения 110 кВ с РПН в диапазоне мощностей от 2500 до 125 000 кВ·А, разработанная отечественными проектно-исследовательскими организациями и предприятиями в начале 80-х годов и ныне выпускаемая заводами. При разработке этой серии были приняты новые расчетные и конструктивные решения, позволившие улучшить изоляцию трансформатора, существенно уменьшить потери холостого хода, повысить электродинамическую стойкость обмоток и модернизировать системы охлаждения трансформаторов.

В процессе подготовки производства новой серии были

разработаны и внедрены новые комплексы технологических процессов изготовления и установки обмоток, заготовки пластин электротехнической стали и сборки магнитных систем, сборки и установки активной части. Новая серия по сравнению с предыдущей позволила получить существенное уменьшение расхода электротехнической стали, изоляционных материалов, трансформаторного масла и конструкционных материалов, а также потерь в эксплуатации трансформаторов.

Особое развитие должны получить работы по исследованию шума трансформаторов — нормированию его уровня, разработке методов измерения и понижения уровня шума.

Все более широко будет использоваться современная вычислительная техника как при выполнении различных исследований, так и для расчета новых типов и серий трансформаторов в условиях заводов.

Совершенно обособленную часть области трансформаторостроения представляют трансформаторы малой мощности, т. е. трансформаторы, мощность которых измеряется в пределах от долей вольт-ампера до 3000—5000 В·А, используемые в радиотехнике, телевидении, радиоэлектронике, автоматике, устройствах связи и т. д. Массовый выпуск этих трансформаторов, измеряемый в СССР несколькими десятками миллионов штук в год, при общем расходе активных материалов, доходящем до 40—50 % расхода материалов на все силовые трансформаторы, организуется на специализированных заводах. Методика проектирования этих трансформаторов существенно отличается от методики проектирования силовых трансформаторов. Выбор оптимального варианта в зависимости от назначения трансформатора может определяться не только соображениями экономической эффективности, но также и ограничением таких показателей, как падение напряжения в трансформаторе, общая масса трансформатора, его габариты.

1.2. ОСНОВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ТРАНСФОРМАТОРОСТРОЕНИИ

Развитие производства трансформаторов, так же как и любых других электрических машин и аппаратов, тесно связано с прогрессом в производстве магнитных, проводниковых и изоляционных материалов. В свою очередь задачи, стоящие перед трансформаторостроением, требуют от соответствующих отраслей промышленности разработки и выпуска новых видов и марок различных материалов.

Поиски новых материалов чаще всего имеют целью улучшение параметров трансформатора — уменьшение потерь энергии в трансформаторе, уменьшение его массы

и размеров, повышение надежности работы. Возникает также вопрос о замене дорогих материалов более дешевыми и о сокращении расхода некоторых материалов, в частности цветных металлов. Так в последние десятилетия в ряде стран в обмотках трансформаторов средней мощности медный провод заменяется более дешевым алюминиевым. Имеется тенденция к уменьшению расхода некоторых материалов растительного происхождения — ценных пород дерева, таких, как красный бук, материалов на основе хлопчатобумажных тканей.

Материалы, применяемые для изготовления трансформатора, разделяются на активные, т. е. сталь магнитной системы и металл обмоток и отводов; изоляционные, применяемые для электрической изоляции обмоток и других частей трансформатора, например электроизоляционный картон, фарфор, дерево, трансформаторное масло и др.; конструкционные, идущие на изготовление бака, различных крепежных частей и т. д., и прочие материалы, употребляемые в сравнительно небольших количествах. Применение того или иного материала может отразиться на технологии изготовления трансформатора и его конструкции. Замена одних активных или изоляционных материалов другими иногда приводит к существенному изменению конструкции и технологии изготовления трансформатора.

Одним из основных активных материалов трансформатора является тонколистовая электротехническая сталь. В течение многих лет для магнитных систем трансформаторов применялась листовая сталь горячей прокатки с толщиной листов 0,5 или 0,35 мм. Качество этой стали постепенно улучшалось, однако удельные потери в ней были высоки.

Появление в конце 40-х годов холоднокатаной текстурованной стали, т. е. стали с определенной ориентировкой зерен (кристаллов), имеющей значительно меньшие удельные потери и более высокую магнитную проницаемость, позволило увеличить индукцию в магнитной системе до 1,6—1,65 Тл против 1,4—1,45 Тл для горячекатаной стали и существенно уменьшить массу активных материалов при одновременном уменьшении потерь энергии в трансформаторе. Вместе с этим было получено уменьшение расхода остальных материалов — изоляционных, конструкционных, масла и т. д.

Применение холоднокатаной стали позволило также уменьшить внешние габариты и увеличить мощность тран-

сформатора в одной единице, что особенно важно для трансформаторов большой мощности, внешние размеры которых ограничиваются условиями перевозки по железным дорогам.

Одной из существенных особенностей холоднокатаной стали является анизотропия ее магнитных свойств, т. е. различие этих свойств в различных направлениях внутри листа или пластины стали. Наилучшие магнитные свойства (наименьшие удельные потери и наибольшую магнитную проницаемость) эта сталь имеет в направлении прокатки. Магнитные свойства существенно ухудшаются, если вектор индукции магнитного поля направлен под углом, отличающимся от 0°, к направлению прокатки, и становится наихудшим при угле, равном 55°.

Конструкция магнитной системы трансформатора с учетом анизотропии магнитных свойств холоднокатаной стали должна быть выполнена так, чтобы во всех ее частях — стержнях и ярмах вектор индукции магнитного поля имел направление, совпадающее с направлением прокатки стали. Эта задача не может быть решена полностью при использовании стали с ограниченными размерами листов. Только поставка основной массы холоднокатаной стали в рулонах с развернутой длиной полосы от 1000 до 2000 м позволяет вырезать пластины необходимой длины и создавать магнитные системы, отвечающие этому требованию.

Замена листовой стали на рулонную позволила коренным образом изменить технологию заготовки пластин магнитной системы с значительным уменьшением затраты ручного труда на эти операции. Отдельные части магнитной системы могут изготовляться из рулонной стали путем навивки из ленты. Применение рулонной стали позволило также уменьшить отходы стали при резке пластин до 4—5 % по сравнению с отходами листовой стали, составляющими 15—20 %.

Магнитные свойства холоднокатаной стали существенно ухудшаются при различных механических воздействиях: при резке стали на пластины, снятии с них заусенцев, изгибах пластин, случайных ударах при транспортировке, легких ударах при сборке магнитной системы и т. д. Особенно сильное ухудшение магнитных свойств происходит при навивке частей магнитной системы из ленты. Ухудшение магнитных свойств при этих воздействиях может быть снято восстановительным отжигом при температуре 800 °C, проводимым до начала сборки магнитной системы, а для

навитых частей — после навивки. Механические воздействия, возникающие после начала сборки, должны быть ограничены путем соответствующей организации транспортировки пластин, осторожного обращения с ними при сборке магнитной системы и т. д.

Несмотря на указанные недостатки холоднокатаной стали и ее относительно высокую цену, трансформаторы с рационально спроектированной магнитной системой из этой стали при надлежащей технологии ее изготовления имеют относительно малые потери и ток холостого хода, дают экономию в расходе активных и других материалов и являются экономичными в эксплуатации. Поэтому уже более 30 лет все вновь проектируемые в СССР серии трансформаторов разрабатываются на основе применения холоднокатаной стали лучших марок с толщиной 0,35, 0,30 и 0,27 мм.

Другой активный материал трансформатора — металл обмоток — в течение долгого времени не подвергался изменению. Низкое удельное электрическое сопротивление, легкость обработки (намотки, пайки), удовлетворительная стойкость по отношению к коррозии и достаточная механическая прочность электролитической меди сделали ее единственным материалом для обмоток трансформаторов в течение ряда десятилетий. Несмотря на это, относительно малое мировое распространение природных запасов медных руд заставило искать пути замены меди другим металлом, и в первую очередь алюминием, более широко распространенным в природе.

Замена медного обмоточного провода в обмотках силовых трансформаторов алюминиевым проводом затрудняется прежде всего тем, что удельное электрическе сопротивление алюминия существенно (примерно в 1,6 раза) больше удельного сопротивления меди.

Основные физические свойства меди и алюминия приведены в табл. 1.2. Цена 1 кг прямоугольного обмоточного алюминиевого провода марки АПБ на 10—15 % ниже цены медного провода марки ПБ.

Рассмотрим случай наиболее простой замены медного провода обмоток трансформатора алюминиевым, когда заменяется только металл провода, но сохраняются: все размеры самого провода и обеих обмоток, число витков обмоток, материал и размеры изоляционных промежутков, а также все данные и размеры магнитной системы и системы охлаждения трансформатора.

Таблица 1.2. **Основные физические свойства обмоточных проводов из меди и алюминия**

Металл	Удельное электрическое сопротивление, мкОм·м		Плотность, кг/м³	Предел прочности на разрыв, МПа	Удельная теплоемкость, Дж/(кг·°С)
	при 20 °С	при 75 °С			
Медь электролитическая	0,01724	0,02135	8900	240	390
Алюминий	0,0280	0,0344	2700	80—90	816

При такой замене трансформатор может быть включен в ту же сеть и будет иметь то же номинальное напряжение и те же параметры холостого хода, что и до замены металла обмоток. Электрическое активное сопротивление алюминиевых обмоток окажется выше сопротивления медных в отношении удельных электрических сопротивлений этих металлов, т. е. примерно в 1,6 раза, и во столько же раз возрастут потери короткого замыкания при прежнем номинальном токе. Для того чтобы сохранить прежние потери короткого замыкания и неизменные превышения температуры частей трансформатора над температурой охлаждающей среды, номинальный ток алюминиевого варианта обмоток $I_{\text{ном А}}$ должен быть уменьшен по сравнению с током медного варианта $I_{\text{ном М}}$

$$I_{\text{ном А}} = I_{\text{ном М}} \sqrt{\rho_\text{М}/\rho_\text{А}} = I_{\text{ном М}} \sqrt{0{,}01724/0{,}028} = 0{,}785\, I_{\text{ном М}}.$$

При прямой замене медного провода алюминиевым номинальные токи обмоток, а следовательно, и номинальная мощность трансформатора должны быть снижены на 21,5 %. Прежняя сумма потерь холостого хода и короткого замыкания будет отнесена к пониженной номинальной мощности, что приведет к снижению КПД. Реактивная составляющая сопротивления короткого замыкания не зависит от металла обмоток и останется неизменной. Его активная составляющая возрастет примерно в 1,6 раза, но полное сопротивление короткого замыкания, определяемое в основном реактивной составляющей, возрастет незначительно, и ток короткого замыкания и механические силы при коротком замыкании останутся практически неизменными, что вследствие малой механической прочности алюминия поведет к снижению динамической стойкости трансформатора.

Объем металла алюминиевых обмоток будет равен объему меди, а масса алюминия составит от массы меди

$$G_A = G_M \frac{\gamma_A}{\gamma_M} = G_M \frac{2700}{8900} = 0{,}303\, G_M .$$

Поскольку цена алюминиевого провода несколько ниже цены медного, стоимость алюминиевого провода составит менее 1/3 стоимости медного провода, что, однако, не компенсирует уменьшения номинальной мощности и снижения КПД.

Для выяснения условий рациональной замены меди в обмотках силовых трансформаторов алюминием поставим задачу получения полностью эквивалентных трансформаторов с одинаковыми номинальными мощностями, напряжениями и токами, одинаковыми параметрами холостого хода (потери в ток) и короткого замыкания (потери и напряжение), с одинаковой конструкцией, материалами и размерами изоляции, с магнитными системами одинаковой конструкции, изготовленными из электротехнической стали одной марки и толщины, рассчитанными при одном значении индукции.

Из рассмотрения приведенного примера ясно, что равенство потерь короткого замыкания при равенстве номинальных токов потребует увеличения сечения каждого витка и всей обмотки в целом и, следовательно, увеличения площади окна магнитной системы, в котором расположены обмотки. Равенство потерь и тока холостого хода при заданных условиях может быть достигнуто только при равенстве масс активной стали, что при увеличении площади окна магнитной системы может быть достигнуто за счет уменьшения сечений стержней и ярм и увеличения их длины. Магнитная система алюминиевого варианта должна быть у́же и выше, чем система медного варианта.

Сохранение неизменности реактивной составляющей напряжения короткого замыкания потребует относительного увеличения радиального и осевого размеров алюминиевых обмоток, т. е. также увеличения ширины и высоты окна магнитной системы.

Рационально спроектированные трансформаторы с алюминиевыми обмотками существенно отличаются по соотношению основных размеров от эквивалентных им по мощности и параметрам короткого замыкания и холостого хода трансформаторов с медными обмотками. Отличительными особенностями магнитной системы трансформатора с алю-

миниевыми обмотками являются при этом меньший диаметр, бо́льшие высоты стержня и площадь окна магнитной системы. Алюминиевые обмотки имеют несколько большее число витков.

Увеличение чисел витков и сечений витков алюминиевых обмоток по сравнению с эквивалентными медными обмотками приводит к увеличению стоимости работы по намотке обмоток и значительному увеличению расхода некоторых изоляционных материалов — бумажно-бакелитовых цилиндров (примерно на 30—25 %), электроизоляционного картона и пропиточного лака (примерно 50—60 %). При большей высоте магнитной системы увеличиваются также высота бака и масса масла. Увеличение стоимости работы и материалов компенсируется уменьшением массы и стоимости провода обмоток так, что общая стоимость рационально спроектированного трансформатора с алюминиевыми обмотками практически не отличается от стоимости эквивалентного трансформатора с медными обмотками.

При переходе на алюминиевые обмотки был решен также ряд задач технологического характера, связанных с технологией намотки алюминиевых обмоток, пайкой и сваркой алюминия. В настоящее время все новые серии трансформаторов общего назначения мощностью до 16 000 кВ·А включительно проектируются с алюминиевыми обмотками.

В большинстве масляных трансформаторов применяется обмоточный провод марки ПБ (АПБ для алюминия) с изоляцией из кабельной бумаги класса нагревостойкости А (предельно допустимая температура 105 °С) общей толщиной 0,45—0,50 мм на две стороны. Применение провода более высоких классов нагревостойкости (Е, В, F и т. д.), допускающих более высокие предельные температуры, в масляных трансформаторах смысла не имеет, потому что допустимая температура обмоток определяется не только классом изоляции обмоток, но также и допустимой температурой масла, в котором находится обмотка.

Замена бумажной изоляции провода маслостойкой и достаточно прочной в механическом и электрическом отношении эмалевой изоляцией с меньшей толщиной слоя позволила бы сделать обмотку более компактной и уменьшить массу металла обмотки и стали магнитной системы. Расчеты показывают, что для трансформатора средней мощности с напряжением до 35 кВ при проводе, изолированном бумагой толщиной 0,5 мм на две стороны, такая замена позволила бы уменьшить массу металла обмотки примерно на 0,5 % и массу стали магнитной системы примерно на 0,75 % на каждый 0,1 мм уменьшения тол-

щины изоляции провода (на две стороны). При изменении толщины изоляции с 0,5 до 0,1 мм и сохранении сечения провода экономия металла составила бы для обмоток около 2, для магнитной системы 3 % при соответствующем снижении потерь короткого замыкания и холостого хода. Для трансформаторов с напряжением 110 кВ, имеющих бумажную изоляцию провода толщиной около 1,4 мм на две стороны, снижение масс металла обмоток и магнитной системы при переходе на изоляцию 0,1 мм составило бы соответственно 3,5—4 и 4,5—5 %. Вследствие того что эмалевая изоляция провода значительно дороже бумажной, переход с бумажной на эмалевую изоляцию хотя и дал бы некоторое уменьшение массы активных материалов, но привел бы к увеличению стоимости трансформатора.

Основным направлением прогресса в производстве изоляционных материалов в настоящее время является получение новых материалов с повышенными нагревостойкостью и механической прочностью. Существенных достижений в повышении электрической прочности изоляционных материалов, применяемых в масляных трансформаторах, не наблюдается.

Применение проводов с изоляцией, имеющей повышенную нагревостойкость, имеет смысл в сухих трансформаторах, в которых за счет повышения температуры обмоток возможно допустить более высокие плотности тока и получить компактную конструкцию трансформатора. Если при этом допускается существенное повышение эксплуатационной температуры обмоток, то потери короткого замыкания трансформатора неизбежно возрастают вследствие как увеличения плотности тока, так и повышения удельного сопротивления провода обмотки. Так при температуре 225 °С удельное сопротивление медного провода увеличивается настолько, что становится равным удельному сопротивлению алюминия при температуре 75 °С.

Главным изоляционным материалом в силовых трансформаторах является трансформаторное масло — жидкий диэлектрик, сочетающий высокие изоляционные свойства со свойствами активной охлаждающей среды и теплоносителя. Только благодаря трансформаторному маслу удалось создать трансформаторы с рабочим напряжением 500, 750 и 1150 кВ, а в перспективе и 1500 кВ. Ни один жидкий или газообразный диэлектрик не может служить ему заменой [16].

В отличие от других изоляционных материалов один и тот же объем масла не может использоваться в течение всего срока службы трансформатора, т. е. не менее 25 лет,

При эксплуатации трансформатора вследствие окисления при повышенной температуре (до 95 °С) и при каталитическом воздействии присутствующих в масле металлов и твердых изоляционных материалов масло стареет, т. е. ухудшает свои качества и требует систематического ухода — сушки, фильтрации, очистки и смены.

Существенное удлинение срока службы масла между сменами достигается тем, что основная масса товарного масла содержит антиокислительную присадку, повышающую стабильность масла против окисления — один из основных показателей качества масла. Дальнейшее повышение стабильности масла может быть достигнуто путем герметизации бака трансформатора.

1.3. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАССЧИТАННОГО ТРАНСФОРМАТОРА

При проектировании отдельного трансформатора, входящего в уже известную серию, или при проектировании новой серии трансформаторов весьма существенной является правильная оценка всех рассматриваемых вариантов рассчитанного трансформатора и выбор оптимального варианта. Важнейшим критерием для определения оптимального варианта в настоящее время считается экономическая эффективность вновь спроектированного трансформатора по сравнению с существующим или одного из вариантов по сравнению с другими вариантами. При определении экономической эффективности трансформатора должны быть учтены как затраты, связанные с его изготовлением, — заводская себестоимость или оптовая цена, так и затраты на эксплуатацию этого трансформатора в течение определенного промежутка времени его работы в сети. Из затрат на эксплуатацию наибольшее значение имеет стоимость потерь активной и реактивной мощности в трансформаторе, потому что эти затраты обычно достаточно велики и различны для разных вариантов трансформатора, в то время как затраты на уход за маслом, содержание персонала подстанции и ряд других являются одинаковыми для всех вариантов каждого трансформатора.

При проектировании отдельного трансформатора, отвечающего в отношении номинальной мощности и напряжений обмоток, а также параметров холостого хода и короткого замыкания требованиям ГОСТ или технических условий на существующую серию, т. е. имеющего определен-

ные потери холостого хода и короткого замыкания, а также требующего определенной реактивной мощности, экономическая оценка может быть произведена путем простого сравнения себестоимости или цен рассчитанного и существующего трансформаторов. Более экономичным будет трансформатор с меньшей себестоимостью или ценой.

Если рассчитанный трансформатор отличается по параметрам холостого хода и короткого замыкания от серийного или ведется проектирование нескольких вариантов с различными параметрами, например при проектировании серии, то приходится сравнивать трансформаторы, неравноценные в эксплуатационном отношении. В этом случае добиваются получения не наиболее дешевого трансформатора, а наиболее дешевой трансформации энергии, т. е. трансформатора, у которого первоначальные капитальные вложения в трансформаторную установку в сумме с текущими затратами на эксплуатацию этой установки за определенный промежуток времени будут минимальными.

Немаловажное значение при выборе оптимального варианта имеет также обеспечение возможно большей надежности и ремонтоспособности трансформатора. Оценка этих качеств может быть произведена после разработки конструкции и технологии изготовления трансформатора.

Экономическая оценка вновь спроектированных трансформаторов может производиться на разных стадиях проектирования — на предварительном проектировании новой серии, когда рассматривается большое число различных вариантов и выбирается один из них для детального расчета, на стадии детального расчета одного трансформатора до разработки конструкции, после предварительной и после окончательной разработки конструкции. На каждой из этих стадий проектирования может быть использована та или иная наиболее подходящая для данного случая методика определения экономической эффективности.

Одним из элементов экономической оценки является определение себестоимости или цены трансформатора. Наиболее точным можно считать определение себестоимости или цены, проводимое после окончательной разработки конструкции и технологии изготовления трансформатора на основе использования полной калькуляции с учетом всех реальных затрат на освоение и развитие его производства. На более ранних стадиях проектирования приходится использовать приближенные методики, позволяющие произвести оценку себестоимости или цены трансформатора на

основании учета расхода основных (или только активных) материалов с ориентировочным определением других расходов. Рассмотрим некоторые приближенные методики, применяемые на разных стадиях проектирования.

При проектировании отдельного трансформатора или новой серии трансформаторов обычно возникает необходимость в экономическом сравнении различных вариантов этого проекта или сравнении одного или нескольких вариантов этого проекта с существующим или ранее спроектированным трансформатором. При таком сравнении следует себестоимость или цену для всех сравниваемых вариантов рассчитывать по одной и той же методике. Недопустимо, например, для одного варианта или трансформатора определять цену приближенным методом, а для другого находить ее по прейскуранту.

Одним из методов выбора варианта решения, оптимального в экономическом отношении, является метод срока окупаемости дополнительных капитальных вложений, который заключается в сопоставлении разности капитальных вложений двух вариантов $К_2$ и $К_1$ с экономией на ежегодных издержках $И_1—И_2$. Сроком окупаемости T называется следующее выражение (если $К_2>К_1$ и $И_2<И_1$):

$$T=(К_2-К_1)/(И_1-И_2). \qquad (1.1)$$

Вариант 2 с большими капитальными вложениями считается экономически выгодным, если дополнительные капитальные вложения $К_2—К_1$ окупаются экономией на ежегодных издержках $И_1—И_2$ в течение срока меньшего, чем нормативный срок окупаемости, принимаемый в настоящее время для силовых трансформаторов общего назначения $T_н=6{,}7$ года, т. е. если $T\leqslant T_н$.

Более удобным для расчетов является определение и сравнение не сроков окупаемости, а приведенных годовых затрат $З$.

Приведенными затратами $З$, отнесенными к одному году, называются выражения типа $К_1Е_н+И_1$; $К_2Е_н+И_2$ и т. д., рассчитанные для каждого варианта. При этом $Е_н=1/Т_н$, т. е. $Е_н=1/6{,}7=0{,}15$, называется нормативным коэффициентом эффективности дополнительных капитальных вложений. Наиболее экономически выгодным будет вариант с наименьшим значением $З$.

Приведенные годовые затраты на трансформаторную установку могут быть подсчитаны по формуле

$$З=Е_нК_{тр}+З_а+З_хР_х+З_кР_к+З_рQ_р; \qquad (1.2)$$

здесь $K_{тр}$ — себестоимость или оптовая цена трансформатора, руб.; $З_а$ — затраты на амортизационные годовые отчисления, руб/год; $З_х$ и $З_к$ — годовые затраты, руб/(кВт·год), связанные с покрытием не зависящих от нагрузки потерь холостого хода ($P_х$, кВт) и изменяющихся с нагрузкой потерь короткого замыкания ($P_к$, кВт); $З_р$ — годовые затраты, руб/(квар·год), на компенсацию реактивной мощности ($Q_р$) трансформатора; $З_р$ — может быть принято по табл. 1.3; $Q_р$ — реактивная мощность, определяется как сумма реактивных мощностей холостого хода и короткого замыкания, квар:

$$Q_р = \frac{S}{100}(i_{0р} + u_р) \approx \frac{S}{100}(i_0 + u_к), \qquad (1.3)$$

где S — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

В (1.2) выражение $E_н K_{тр} + З_а$ может быть заменено формулой

$$E_н K_{тр} + З_а = K_{тр}(E_н + U_а); \qquad (1.4)$$

здесь $K_{тр}$ — себестоимость или оптовая цена трансформатора, руб.; $E_н = 0,15$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; $U_а = 0,064$ — нормативные амортизационные годовые отчисления.

Таким образом,

$$E_н K_{тр} + З_а = 0,214\, K_{тр}. \qquad (1.5)$$

Себестоимость или оптовая цена трансформатора $K_{тр}$ может быть определена одним из методов, описанных далее. Во избежание существенных ошибок необходимо при сравнении двух и более различных вариантов пользоваться для определения $K_{тр}$ одним и тем же методом для всех вариантов.

Метод приведенных годовых затрат является наиболее удобным и приемлемо точным для оценки экономической эффективности при предварительном расчете новых серий трансформаторов, когда еще до детального расчета проектируемых трансформаторов необходимо выбрать наиболее экономичный вариант на основе сравнения стоимостей активных материалов и потерь энергии в трансформаторе, отнесенных к определенному промежутку времени, для различных вариантов расчета.

При сравнении различных вариантов могут не подсчитываться и не включаться в расчет капитальные затраты или годовые издержки, заведомо одинаковые или мало раз-

личающиеся для всех сравниваемых вариантов. Поэтому в формуле для расчета затрат не учтены затраты на транспортировку трансформатора к месту установки, установку, монтаж и некоторые другие. Для сухих трансформаторов можно ограничиться расчетом стоимости активной части — остова с обмотками, не включая стоимости защитного кожуха и других деталей, а для всех трансформаторов масляных и сухих следует включать в годовые издержки только стоимость потерь активной и реактивной мощности, не учитывая других эксплуатационных расходов, остающихся одинаковыми для всех рассматриваемых вариантов.

Определение удельных годовых затрат на покрытие 1 кВт годовых потерь холостого хода и короткого замыкания $З_х$ и $З_к$ производится по себестоимости электрической энергии в энергосистеме с учетом необходимых капиталовложений в электростанции и сети, добычу и транспорт топлива. При определении $З_х$ и $З_к$ должны также учитываться: место трансформатора в сети — число ступеней трансформации напряжения от станции до трансформатора и потери на этих ступенях; число часов включения трансформатора в сеть в течение года $T_в$; приведенное число часов потерь в год $T_п$, зависящее от места установки трансформатора, его назначения и характера графика нагрузки, и коэффициент, учитывающий попадание переменных потерь в максимум нагрузки системы, а также степень нарастания нагрузки по годам.

При определении годовых затрат $З$ по (1.2) можно пользоваться табл. 1.3, в которой для трансформаторов разных

Таблица 1.3. **Удельные годовые затраты**

Группы трансформаторов	Мощность, кВ·А	Класс напряжения, кВ
Понижающие распределительных сетей	До 630	6—35
Понижающие распределительных сетей	1000 и более	6—35
Понижающие	Всех мощностей	110—220
Понижающие и автотрансформаторы связи на электростанциях	То же	220 и выше
Повышающие и автотрансформаторы электростанций	» »	35 и выше
Собственных нужд электростанций	» »	Всех напряжений

мощностей, классов напряжения и назначения приведены нормативные значения $З_х$ и $З_к$ с учетом числа часов включения $T_в$ для постоянных потерь $P_х$ и часов потерь $T_п$ для переменных потерь $P_к$.

Потери холостого хода $P_х$, кВт, короткого замыкания $P_к$, кВт, подставляются в формулу затрат из проекта трансформатора.

После определения затрат для всех сравниваемых вариантов полученные значения затрат сравниваются. Наиболее экономичным считается вариант с наименьшими годовыми затратами. При расчете отдельного трансформатора и проектировании новой серии для каждого варианта расчета необходимо определять себестоимость или оптовую цену трансформатора. При этом в различных случаях приходится пользоваться разными более точными или в той или иной степени приближенными методиками расчета себестоимости или цены.

В условиях завода себестоимость трансформатора определяется после выполнения рабочих чертежей и разработки технологии его изготовления путем точной калькуляции всех прямых и косвенных затрат (на материалы, заработную плату производственных рабочих, цеховые, общезаводские и другие расходы). Такая калькуляция служит обычно основанием для расчета и утверждения цены трансформатора.

Заводская калькуляция себестоимости трансформатора выполняется на основании рабочих чертежей, спецификации на материалы и полуфабрикаты, технологической документации и существующих нормати-

$З_х$, $З_к$ и $З_р$, **руб/(кВт·год), для расчета по (1.2)**

Годовое время, ч			$З_х$, руб/(кВт·год)	$З_к$, руб./(кВт год)	$З_р$, руб/(квар·год)
включения	максимальных потерь	номинальных потерь			
8000	1200	590	102	25	2,9
8200	5500	2700	96	33,0	2,9
8500	4100	2000	96	26,7	1,6
8700	4100	1800	91	23,0	1,0
8000	5000	4500	85	55,6	—
8000	5000	4000	85	49,5	—

вов на затраты материалов, топлива, энергии и труда на изготовление данного вида продукции.

При определении стоимости материалов трансформатора учитываются все материалы и полуфабрикаты, затрачиваемые на изготовление всех его узлов и деталей, а также готовые узлы или устройства (например, переключатели, вводы, защитные реле и т. д.), если эти узлы и устройства получаются в комплектном виде с других предприятий. Фактический расход какого-либо материала определяется как сумма чистых масс всех деталей, изготовленных из этого материала, и массы отходов, нормированной для каждого материала применительно к действующей на заводе технологии. Если какая-либо часть отходов материала реализуется затем на стороне, например сдается в виде лома, то из общей стоимости материалов исключается сумма, полученная при такой реализации.

Стоимость всех материалов рассчитывается на основе оптовых цен, которые определяются по официально утвержденным прейскурантам с учетом расходов на тару, упаковку и транспортировку материалов на завод.

Расходы на заработную плату производственным рабочим определяются для изготовления каждой детали и для каждой операции технологического процесса сборки, сушки, пропитки, окраски и т. д. по действующим на заводе нормам и расценкам и затем суммируются по цехам и всему заводу.

Косвенные затраты можно подразделить на расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, на цеховые и общезаводские расходы. К цеховым относятся расходы на содержание аппарата управления цеха, оплату освещения и отопления цеха, амортизацию зданий и некоторые другие.

Общезаводские расходы включают оплату общезаводского аппарата управления, подготовки производства, содержания и отопления зданий, связи, охраны и т. д. В заводской калькуляции цеховые и общезаводские расходы, а также расходы по содержанию и эксплуатации оборудования обычно учитываются определенным процентом по отношению к заработной плате производственных рабочих. Для получения полной себестоимости трансформатора к перечисленным выше расходам добавляются некоторые внепроизводственные расходы (обычно до 1 % их общей суммы) и для перехода к оптовой цене — накопления для силовых трансформаторов общего назначения 11 %.

При учебном проектировании рабочие чертежи узлов и деталей трансформатора обычно не разрабатываются, количество и стоимость затрачиваемых материалов могут быть рассчитаны с некоторым приближением, а затраты на заработную плату производственных рабочих и другие расходы могут быть определены лишь по аналогии с соответ-

ствующими расходами одного из трансформаторных заводов. В этом случае себестоимость или оптовая цена трансформатора может быть определена на основании упрощенной калькуляции с учетом действительного расхода основной массы материалов и приближенного расчета производственной заработной платы и других расходов.

При учебном проектировании расчет ориентировочной цены трансформатора производится по сумме стоимостей основных материалов с приближенным определением расхода прочих материалов, производственной заработной платы, цеховых и общезаводских расходов и других начислений. Расчет количества всех материалов ведется по расчетной записке и чертежам проекта: чертежам остова и установки обмоток, сборочному чертежу трансформатора.

К основным материалам масляного трансформатора, стоимость которых определяется при учебном проектировании, относятся следующие материалы:

остов — сталь электротехническая с учетом стоимости лакировки и отжига, металл ярмовых балок, прессующих колец, стяжных шпилек ярма и остова и подъемных шпилек; дерево или электроизоляционный картон уравнительной изоляции;

обмотки — обмоточный провод; бакелитовые или картонные цилиндры; весь электрокартон — рейки, междувитковые и междукатушечные прокладки, шайбы, ярмовая изоляция, опорные кольца и др.; пропиточный лак;

отводы — металл или провод отводов; дерево крепления отводов;

бак и расширитель — металл стенок, дна и крышки бака; металл стенки и дна расширителя; охлаждающие трубы (без труб радиаторов); тележка (без катков); верхняя рама бака; ребра жесткости; трансформаторное масло.

Кроме стоимости основных материалов при учебном проектировании следует также подсчитать стоимость комплектующих изделий и готовых узлов — радиаторов, кранов радиаторных, кранов для заливки и слива масла, комплектных вводов, переключателей ответвлений обмоток, приводов к переключателям, термометров, термосигнализаторов, газовых реле, предохранителей от перенапряжения. Для комплектующих изделий и готовых узлов следует принимать цены, по которым их отпускают потребителям трансформаторные заводы в качестве запасных частей.

При расчете трансформаторов с естественным воздушным охлаждением номенклатура основных материалов ос-

тается принципиально той же, но металл бака и его частей заменяется металлом кожуха, а также отпадает ряд комплектующих изделий, предназначенных для ухода за маслом и защиты масляных трансформаторов (расширитель, краны, газовые реле, термометры и др.).

При расчете стоимости основных материалов трансформаторов, имеющих токоограничивающие или другие реакторы, учитывается также и стоимость основных материалов остова и обмоток реактора.

В учебном проекте при мощности трансформатора до 2500—6300 кВ·А может не подсчитываться: стоимость прочих материалов, не отнесенных к основным, а именно крепежных деталей — мелких болтов и шпилек, гаек, шайб; различных мелких деталей — пробок, подъемных крюков и колец, катков и т. д.; некоторых изоляционных материалов — кабельной и другой бумаги, лакоткани, киперной и другой ленты, изоляционных трубок; уплотнений; эмали для окраски бака и т. д. Стоимость этих материалов оценивается примерно как 5 % стоимости основных.

Фактический расход или заготовительная масса основных материалов рассчитывается как чистая масса соответствующих деталей с последующим умножением на коэффициент, учитывающий нормативные отходы данного материала $K_{отх}$ ($K_{отх}>1$).

Стоимость каждого материала определяется как произведение заготовительной массы на оптовую цену этого материала, которая может быть найдена по официальным прейскурантам. Поскольку оптовые цены на большинство материалов установлены в прейскурантах «франко-вагон — станция отправления» (местонахождение завода-изготовителя) и не включают стоимость перевозки от железнодорожной станции завода-изготовителя до завода-получателя, а в ряде случаев и стоимость тары, то к общей стоимости материалов прибавляются заготовительные расходы, которые могут быть оценены примерно в 4 % полной стоимости материалов.

Расход производственной заработной платы на изготовление трансформатора зависит от степени сложности конструкции, от того, выпускается ли данный тип трансформатора большими партиями или отдельными единицами, является ли он новым типом или освоенным, и от других причин. Анализ калькуляций показывает, что все силовые трансформаторы могут быть подразделены на небольшое число групп, для которых расход производственной зара-

ботной платы может быть приближенно найден как определенная часть стоимости материалов.

Цеховые и общезаводские расходы и расходы на содержание и эксплуатацию оборудования начисляются обычно определенным процентом по отношению к заработной плате производственных рабочих и являются различными для разных заводов. Для трансформаторного производства эти расходы в среднем для нескольких заводов могут быть приняты в сумме 250 % общей суммы заработной платы производственных рабочих $C_{тр}$. Обозначив отношение суммы заработной платы производственных рабочих $C_{тр}$ и суммы цеховых и общезаводских расходов, а также расходов на содержание оборудования $C_р$ к общей стоимости основных материалов $C_{осн}$ через коэффициент $K=(C_{тр}+C_р)/C_{осн}$, можно при расчете стоимости трансформатора принимать этот коэффициент для трансформаторов различных мощностей и классов напряжения по табл. 1.4.

Таблица 1.4. **Коэффициенты для приближенного расчета стоимости трансформатора и активной части по формулам (1.6) и (1.7)**

Мощность, кВ·А	Класс напряжения, кВ	Металл обмоток	Вид регулирования	K	K_0	$K_{ст}$ для стали марок		
						3404 0,35 мм	3405, 0,30 мм	3406 мм 0,27 мм
25—630	10	Алюминий	ПБВ	0,13	1,46	1,23	1,20	1,22
100—630	35	То же	ПБВ	0,18	1,55	1,23	1,20	1,22
1000—16 000	10 и 35	»	ПБВ	0,24	2,00	1,27	1,26	1,26
1000—6300	35	»	РПН	0,24	2,00	1,27	1,26	1,26
6300—16 000	110	»	РПН	0,24	2,20	1,30	1,30	1,29
25 000—63 000	110	Медь	РПН	0,20	1,81	1,40	1,405	1,42

Примечания: 1. Коэффициенты $K_{ст}$ рассчитаны с учетом цен на сталь указанных марок и различных чисел пластин в магнитной системе.

2. Цены на сталь марок 3404, 3405 и 3406 составляют соответственно 833, 902 и 939 руб. за 1 т.

Можно рекомендовать следующий порядок приближенного определения расчетной цены трансформатора:

по расчетной записке и чертежам проекта подсчитывается стоимость основных материалов $C_{осн}$ и учитывается стоимость прочих материалов $C_{пр}\approx 0,05\ C_{осн}$;

учитываются заготовительные расходы (упаковка, транспорт и др.) $C_{заг}\approx 0,04\ C_{осн}$;

подсчитывается стоимость всех комплектующих изделий и готовых узлов $C_{компл}$;

приближенно определяется сумма заработной платы, цеховых и общезаводских расходов и расходов на содержание оборудования

$$C_{тр} + C_{р} = KC_{осн};$$

приближенно определяется заводская себестоимость трансформатора

$$C = (1 + 0{,}09 + K)\,C_{осн} + C_{компл};$$

определяется условная оптовая цена трансформатора

$$Ц = 1{,}01 \cdot 1{,}11C, \qquad (1.6)$$

где 1,01; 1,11 — коэффициенты, учитывающие внепроизводственные расходы и нормативные накопления для силовых трансформаторов общего назначения.

Стоимость реализуемых отходов при производстве силовых трансформаторов (стальной лом) обычно составляет не более 0,25—0,3 % стоимости всех материалов и в приближенном расчете может не учитываться.

При проектировании новой серии трансформаторов приходится сравнивать большое число вариантов расчета каждого типа трансформатора. Для ускорения этой работы предварительный расчет всех вариантов обычно проводится по одному из существующих методов приближенного расчета, дающему возможность определить параметры холостого хода и короткого замыкания, а также массы активных материалов трансформаторов. Именно на этом этапе проектирования необходимо произвести экономическое сравнение различных вариантов и выбрать для дальнейшей более полной разработки те из них, которые являются наиболее экономичными. Таким же образом может производиться выбор оптимального варианта при расчете отдельного трансформатора, если для него не заданы потери холостого хода и короткого замыкания.

Поскольку на стадии предварительного расчета определяются массы только активных материалов и основные размеры трансформатора, а массы других материалов (изоляции, металла бака и крепления остова, масла, дерева и т. д.) остаются еще неизвестными, в этом случае не может быть применена даже упрощенная калькуляция себестоимости или цены трансформатора на основании учета реальных затрат материалов и заработной платы и должен быть

применен другой метод приближенного расчета этих величин.

При расчете стоимости трансформатора с целью экономического сравнения ряда рассчитанных вариантов по методу приведенных затрат достаточно учесть стоимость лишь тех его частей и узлов, размеры, количество и стоимость которых могут изменяться от одного варианта к другому. В масляном и сухом трансформаторах, как правило, при расчете различных вариантов изменяются размеры и масса магнитной системы и обмоток вместе с массой изоляции обмоток. Если в масляном трансформаторе при этом изменяются потери, то должна также изменяться и стоимость системы охлаждения. Ряд деталей и узлов масляного трансформатора — отводы, вводы, переключатели, расширитель, арматура, крепежные детали, кожух в сухом трансформаторе и т. д. остаются неизменными при переходе от одного варианта к другому и могут не учитываться при расчете стоимости.

Стоимость (цена) активной части трансформатора, т. е. остова с обмотками для масляного и сухого трансформаторов, может быть рассчитана по формуле

$$C_{а,ч} \approx K_о c_о G_{пр} + K_{ст} K_{отх} c_{ст} G_{ст}, \quad (1.7)$$

где $K_о$ — коэффициент, учитывающий стоимость изоляционных материалов (электроизоляционный картон, бумажно-бакелитовые цилиндры, пропиточный лак и т. д.), стоимость изготовления обмотки, цеховые и общезаводские расходы, расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, внепроизводственные расходы и плановые накопления. Значения этого коэффициента для трансформаторов различных типов могут быть ориентировочно приняты по табл. 1.4. Средняя цена обмоточного провода для обмоток ВН, СН и НН $c_о$ может быть принята: для трансформаторов мощностью 25—630 кВ·А классов напряжения 10 и 35 кВ — для меди $c_М = 1{,}35$ руб/кг, для алюминия $c_А = 1{,}23$ руб/кг; для трансформаторов мощностью 1000—63 000 кВ·А — для меди $c_М = 1{,}34$ руб/кг, для алюминия $c_А = 1{,}1$ руб/кг (провод марок ПБ и АПБ). Для сухих трансформаторов мощностью 160—1600 кВ·А класса напряжения 10 кВ с обмотками из провода марок ПБ и АПБ можно принять цену провода такую же, как и для масляных трансформаторов соответствующих мощностей, а при обмотках из провода марок ПСД и АПСД — для меди $c_М = 1{,}59 \div 1{,}48$ руб/кг и алюминия $c_А = 1{,}95 \div 1{,}60$ руб/кг.

В тех случаях, когда известно не только количество, но и размеры сечения провода, следует принимать $c_о$ по прейскуранту для данных марки и сечения провода; $G_{пр}$ — масса провода обмотки; $K_{ст}$ — коэффициент, учитывающий стоимость изготовления остова трансформатора, включая стоимость крепежных и других материалов, заработную плату, начисления и нормативные накопления. Значения этого коэффициента для трансформаторов различных типов могут быть ориентировочно приняты по табл. 1.4 в зависимости от марки стали и ее цены.

Коэффициенты $K_{ст}$ и $K_о$, приведенные в табл. 1.4, определены для плоских магнитных систем и обмоток из медного и алюминиевого провода круглого (обмотки ВН трансформаторов 25—630 кВ·А) и прямоугольного (все остальные обмотки) сечения. Для пространственных магнитных систем и обмоток из алюминиевой ленты эти коэффициенты требуют дополнительного уточнения; $K_{отх}$ — коэффициент, учитывающий отходы стали при раскрое, может быть принят равным 1,05—1,06 для рулонной стали; $c_{ст}$ — цена стали, руб/кг, по прейскуранту или по табл. 1.4; $G_{ст}$ — масса стали по расчету.

Стоимость (цена) системы охлаждения — бака с трубами для трансформаторов мощностью до 1600 кВ·А или бака с навесными трубчатыми радиаторами для трансформаторов мощностью 2500—80 000 кВ·А (от 10 000 кВ·А и выше — с дутьем) изменяется вместе с изменением суммы потерь $P_х+P_к$. Удельная стоимость системы охлаждения, отнесенная к 1 кВт потерь, $K_{охл}$, руб/кВт, может быть найдена из табл. 1.5. Тогда стоимость системы охлаждения трансформатора, руб.,

$$C_{охл} = K_{охл}(P_х + P_к). \quad (1.8)$$

Стоимость (цена) трансформатора $K_{тр}$ в (1.5) для экономического сравнения вариантов расчета может быть найдена из выражения

$$K_{тр} = C_{а,ч} + C_{охл} \quad (1.9)$$

или

$$K_{тр} = K_о c_о G_{пр} + K_{ст} K_{отх} c_{ст} G_{ст} + K_{охл}(P_х + P_к). \quad (1.10)$$

Найденное значение $K_{тр}$ может быть подставлено в (1.4) или (1.5) для экономического сравнения вариантов, но оно не равнозначно условной оптовой цене трансформатора, определяемой по (1.6), поскольку не включает стоимость

Таблица 1.5. **Стоимость системы охлаждения, отнесенная к 1 кВт потерь, $K_{охл}$, руб/кВт, для превышения температуры верхних слоев масла 55 и 50 °С**

Мощность, кВ·А	Тип бака	55 °С	50 °С
100—1600	С трубами	16,2	18,7
100—400	С радиаторами, имеющими прямые трубы	28,7	38,6
630—6300 2500—6300	То же С радиаторами, имеющими гнутые трубы	25,0	29,4
10 000—80 000	С радиаторами и дутьем	21,8—17,5	25,0—20,6

ряда узлов и некоторых материалов, стоимость которых не изменяется при переходе от одного варианта к другому (проходные изоляторы, переключающие устройства, арматура бака, крепежные материалы и др.). Условная оптовая цена трансформатора *Ц* из (1.6) также может быть использована при расчете по (1.5) и (1.4), однако при экономическом сравнении нескольких вариантов для всех вариантов стоимости $K_{тр}$ должны быть рассчитаны по одному методу.

После окончательной разработки конструкции и технологии изготовления спроектированного трансформатора может быть определен народнохозяйственный экономический эффект от внедрения этой разработки. При этом новый трансформатор сравнивается с таким же по классу напряжения и равным или близким по мощности существующим базисным трансформатором. При экономическом сравнении учитывается себестоимость вновь спроектированного трансформатора в соответствии с нормативами для второго года освоения его производства. Должны быть также учтены дополнительные затраты, связанные с разработкой нового трансформатора и организацией его производства (исследовательские работы, разработка технологического процесса, дополнительные затраты на оборудование и т. д.). Окончательный экономический эффект оценивается путем сопоставления дополнительных расходов на производство нового трансформатора и экономии при его эксплуатации с соответствующими данными базисного трансформатора.

1.4. СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ТРАНСФОРМАТОРОСТРОЕНИИ

Одной из задач стандартизации в трансформаторостроении является установление единых требований к трансформаторам, отражающих потребности эксплуатации и условия работы силовых трансформаторов в сетях, с одной стороны, и современное состояние и возможности трансформаторостроения — с другой. Фиксируя определенное состояние трансформаторостроения, стандарт в то же время ставит новые требования, стимулирующие дальнейший прогресс в производстве трансформаторов. Периодический пересмотр стандартов и повышение заложенных в них требований позволяют систематически совершенствовать существующие серии трансформаторов — улучшать их энергетические показатели, повышать надежность, уменьшать массу и габариты и создавать новые типы трансформаторов.

В настоящее время в области трансформаторостроения действует ряд государственных стандартов, определяющих основные требования, предъявляемые к силовым трансформаторам классов напряжения от 6 до 750 кВ для мощностей от 25 до 1 250 000 кВ·А.

Эти стандарты можно подразделить на три группы.

1. Стандарты, содержащие требования, общие для всех силовых трансформаторов:

ГОСТ 9680-77. Ряды номинальных мощностей.

ГОСТ 11677-85. Общие технические условия.

ГОСТ 3484-77. Методы испытаний.

ГОСТ 1516-76. Нормы и методы испытаний электрической прочности.

ГОСТ 20690-75. Нормы и методы испытаний электрической прочности для трансформаторов класса напряжения 750 кВ.

ГОСТ 14209-84. Нагрузочная способность трансформаторов.

ГОСТ 16110-82. Силовые трансформаторы. Термины и определения.

2. Стандарты, содержащие основные параметры и технические требования для отдельных серий трансформаторов общего назначения (см. табл. 1.6).

3. Стандарты, содержащие основные параметры и технические требования для трансформаторов специального назначения — рудничных, электропечных, преобразовательных и др.

Таблица 1.6. **Государственные стандарты, содержащие основные параметры и технические требования для трансформаторов (и автотрансформаторов) общего назначения**

ГОСТ	Вид охлаждения	Число фаз	Класс напряжения, кВ	Диапазон мощностей, кВ·А
ГОСТ 12022-76	Масляное	3	До 35 вкл.	25—630
ГОСТ 11920-85	»	3	До 35 вкл.	1000—80 000
ГОСТ 12965-85	»	3	110 и 150	2500—400 000
ГОСТ 17544-85	»	1 и 3	220—750	40 000—1 250 000
ГОСТ 18619-80	Воздушное	3	0,66	10—160
ГОСТ 14074-76	»	3	До 15 вкл.	160—1600

Номинальные мощности силовых трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов определяются ГОСТ 9680-77 и представлены в табл. 1.7. Номинальные мощности однофазных трансформаторов и автотрансформаторов, предназначенных для работы в трехфазной группе, должны составлять 1/3 номинальных мощностей, приведенных в табл. 1.7.

Общие технические требования, предъявляемые к силовым трансформаторам и автотрансформаторам общего назначения, масляным и сухим, трехфазным мощностью 6,3 кВ·А и более и однофазным более

Таблица 1.7. **Ряды номинальных мощностей силовых трансформаторов (ГОСТ 9680-77), кВ·А**

1	2	3	4	5
10	—	16	—	25
100	—	160	—	250
1000	—	1600	—	2500
10 000	—	16 000	—	25 000
100 000	125 000	160 000	200 000	250 000

Продолжение табл. 1.7

6	7	8	9	10
—	40	—	63	—
—	400	—	630	—
—	4000	—	6300	—
32 000	40 000	—	63 000	80 000
320 000	400 000	500 000	630 000	800 000

4 кВ/А классов напряжения до 750 кВ включительно, установлены ГОСТ 11677-85. Этот стандарт устанавливает область применения и определяет: условия работы, классификацию видов охлаждения, нормы нагрева, номинальные параметры и нагрузочную способность, допустимые превышения напряжения, электрическую прочность изоляции, схемы и группы соединения обмоток, виды переключения ответвлений обмоток, допустимые уровни шума, стойкость при коротких замыканиях и толчках нагрузки, допуски для величин, предусмотренных в стандартах, общие конструктивные требования, требования к документации, требования к надежности, правила приемки, методы испытаний, правила маркировки, упаковки, транспортировки и хранения трансформаторов, гарантии изготовителя.

Общие конструктивные требования в ГОСТ 11677-85 относятся к вводам, зажимам и трансформаторам тока; определяют необходимые условия для защиты масла трансформатора от окисления и поверхностей его частей и деталей от коррозии; устанавливают емкость расширителя и комплектацию его необходимой арматурой, а также конструктивную форму и прочность баков масляных трансформаторов, приспособления для подъема и перемещения трансформаторов, арматуру, приборы контроля уровня и температуры масла, защитные устройства, заземление и устройства контроля систем охлаждения.

Основные требования ГОСТ 11677-85, относящиеся к расчету трансформатора или используемые в расчете, отражены в гл. 6—9. Схемы и группы соединения обмоток, предусмотренные стандартом для трехфазных двухобмоточных трансформаторов, приведены в табл. 1.8. Для трехфазных трехобмоточных трансформаторов предусмотрены два сочетания схем и групп соединения. Пользуясь условными обозначениями табл. 1.8, эти схемы и группы обозначают так: $У_н/У_н/Д$-0—11 и $У_н/Д/Д$-11—11, принимая порядок следования обмоток ВН(СН)НН и порядок обозначения групп ВН—СН и ВН—НН.

Кроме ГОСТ 11677-85, содержащего общие технические требования к силовым трансформаторам, разрабатываются стандарты на отдельные серии трансформаторов, в которых для каждого типа трансформатора устанавливаются требования к сочетанию напряжений ВН и НН, к сочетанию схем соединения обмоток ВН и НН, параметрам холостого хода и короткого замыкания, размещению арматуры, габаритам, переключению ответвлений, арматуре и т. д.

Требования к масляным трехфазным силовым трансформаторам общего назначения на напряжения до 35 кВ включительно при мощностях от 25 до 630 кВ·А регламентируются ГОСТ 12022-76 и при мощностях от 1000 до 80 000 кВ·А — ГОСТ 11920-85.

Эти стандарты охватывают двухобмоточные трансформаторы во всем указанном диапазоне мощностей и трехобмоточные мощностью 6300—16 000 кВ·А. Этими стандартами регламентируются сочетания

Таблица 1.8. Схемы и группы соединения обмоток трансформаторов*

Диаграммы векторов ЭДС		Условные обозначения	
ВН	НН	в чертежах	в тексте
			У/Ун-0
			У/Д-11
			Ун/Д-11
			У/Zн-11
			Д/Ун-11

* ГОСТ 11677-85 предусмотрена также схема Д/Д-0.

стандартных напряжений ВН и НН (СН), соответствующие сочетания схем и группы соединения обмоток, параметры холостого хода и короткого замыкания, вид регулирования напряжения, габаритные размеры, арматура, комплектность поставки и некоторые другие данные. Основные требования этих стандартов, относящиеся к двухобмоточным трансформаторам, переключаемым без возбуждения (ПБВ) с нормальным (не повышенным) напряжением короткого замыкания, сгруппированы в табл. 1.9 и 1.10.

В последние годы были также переработаны и утверждены стандарты на методы испытаний силовых трансформаторов ГОСТ 3484-77, а также на испытание электрической прочности изоляции трансформаторов (ГОСТ 1516-76) и др.

ГОСТ 12965-85 устанавливает основные параметры и технические требования к масляным двух- и трехобмоточным трансформаторам об-

Таблица 1.9. Параметры холостого хода и короткого замыкания трехфазных масляных силовых трансформаторов общего назначения классов напряжения 10 и 35 кВ мощностью 25—630 кВ·А (ГОСТ 12022-76)

Номинальная мощность, кВ·А	Класс напряжения, кВ	Потери, Вт			Напряжение короткого замыкания, %		Ток холостого хода, %
		холостого хода	короткого замыкания				
			*	**	*	**	
25	10	130	600	690	4,5	4,7	3,2
40	10	175	880	1000	4,5	4,7	3,0
63	10	240	1280	1470	4,5	4,7	2,8
100	10	330	1970	2270	4,5	4,7	2,6
100	35	420	1970	2270	6,5	6,8	2,6
160	10	510	2650	3100	4,5	4,7	2,4
160	35	620	2650	3100	6,5	6,8	2,4
250	10	740	3700	4200	4,5	4,7	2,3
250	35	900	3700	4200	6,5	6,8	2,3
400	10	950	5500	5900	4,5	4,7	2,1
400	35	1200	5500	5900	6,5	6,5	2,1
630	10	1310	7600	8500	5,5	5,5	2,0
630	35	1600	7600	8500	6,5	6,5	2,0

Примечания: 1. Знаком «*» отмечены потери и напряжение короткого замыкания для трансформаторов мощностью 25—250 кВ·А при схемах соединения $У/У_н$-0, $Д/У_н$-11 и для трансформаторов 400 и 630 кВ·А при схемах соединения $У/У_н$-0 и У/Д-11.

2. Знаком «**» отмечены параметры короткого замыкания для трансформаторов 25—250 кВ·А при схеме соединения $У/Z_н$-11 и для трансформаторов 400—630 кВ·А при схеме $Д/У_н$-11.

3. Трансформаторы с РПН мощностью 400 и 630 кВ·А и напряжением НН 0,4 и 0,69 кВ изготовляются с потерями короткого замыкания на 10 % большими, чем указано в таблице.

щего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Предусматривается выпуск трехфазных двухобмоточных трансформаторов с РПН мощностью 2,5—125 МВ·А класса 110 кВ и 16,0—63 МВ·А класса 150 кВ; трехобмоточных трансформаторов мощностью 6,3—80 МВ·А класса 110 кВ и 16,0—63 МВ·А класса 150 кВ с РПН на обмотке ВН и ПБВ на обмотке СН; двухобмоточных трансформаторов класса 110 кВ мощностью 80 МВ·А с ПБВ, а также двухобмоточных трансформаторов мощностью 125, 200 и 400 МВ·А класса 110 кВ, не имеющих ответвлений для регулирования.

Обмотки ВН, СН и НН трехобмоточных трансформаторов рассчитываются на полную номинальную мощность. Предусматривается порядок расположения обмоток от стержня наружу (НН—СН—ВН).

Основные параметры трехфазных трансформаторов класса напряжения 110 кВ приведены в табл. 1.11. Напряжение короткого замыка-

Таблица 1.10. **Параметры холостого хода и короткого замыкания трехфазных масляных силовых трансформаторов общего назначения классов напряжения 10 и 35 кВ мощностью 1000—80 000 кВ·А, переключаемых без возбуждения (ГОСТ 11920-85)**

Номинальная мощность, кВ·А	Класс напряжения, кВ	Потери, Вт			Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
		холостого хода	короткого замыкания			
			НН 0,69 кВ	НН 10,5 и 11 кВ		
1000	10* 35	2100 2000	12 200 12 200	11 600 11 600	5,5 6,5	1,4 1,4
1600	10* 35	2800 2750	18 000 18 000	16 500 16 500	5,5 6,5	1,3 1,3
2500	10* 35	3900 3900	25 000 26 000	23 500 23 500	5,5 6,5	1,0 1,0
4000	10 35	5200 5300	— —	33 500 33 500	7,5 7,5	0,9 0,9
6300	10 35	7400 7600	— —	46 500 46 500	7,5 7,5	0,9 0,8
10 000	35*	12 300	—	65 000	7,5	0,8
16 000	35*	17 800	—	90 000	8,0	0,6
80 000	15,75	58 000	—	280 000	10,0	0,45

Примечания: 1. Для трансформаторов мощностью 1000—6300 кВ·А параметры холостого хода и короткого замыкания принимаются равными для исполнений ПБВ и РПН, за исключением потерь холостого хода, которые в трансформаторах РПН могут быть на 5—5,5 % выше, чем в трансформаторах исполнения ПБВ.

2. Для трансформаторов, отмеченных знаком «*», параметры холостого хода и короткого замыкания по ГОСТ 11920-85 устанавливаются при приемочных испытаниях. В таблице эти параметры приведены по ГОСТ 11920-73 (потери холостого хода по уровню А).

3 Значения потерь и напряжения короткого замыкания указаны на основном ответвлении.

ния для двухобмоточных трансформаторов установлено $u_к=10,5$ % (125 МВ·А — 11,0 %). Для трехобмоточных ВН—СН 10,5 % (80 МВ·А — 11,0 %); ВН—НН: для 6,3 МВ·А — 17, для 10—40 МВ·А — 17,5, для 63 МВ·А — 18,0 и для 80 МВ·А — 18,5 %; СН—НН: для 6,3 МВ·А — 6,0, для 10—40 МВ·А — 5,5 и для 63—80 МВ·А — 7 %.

Государственные стандарты систематически пересматриваются и совершенствуются. Нормальным сроком для очередного пересмотра стандарта считается 5 лет.

Таблица 1.11. **Параметры холостого хода и короткого замыкания трехфазных масляных силовых трансформаторов с напряжением ВН 110 кВ, отвечающих требованиям ГОСТ 12965-85**

Номинальная мощность, МВ·А	Двухобмоточные			Трехобмоточные		
	Потери, кВт		Ток холостого хода, %	Потери, кВт		Ток холостого хода, %
	холостого хода	короткого замыкания		холостого хода	короткого замыкания	
Понижающие трансформаторы						
2,5	5,5	22	1,50	—	—	—
6,3	10,0	44	1,00	12,5	52	1,10
10,0	14,0	58	0,90	17,0	76	1,00
16,0	18,0	85	0,70	21,0	100	0,80
25,0	25,0	120	0,65	28,5	140	0,70
40,0	34,0	170	0,55	39,0	200	0,60
63,0	50,0	245	0,50	53,0	290	0,55
80,0	58,0	310	0,45	64,0	365	0,50
125,0	105,0	400	0,55			
Повышающие трансформаторы						
80,0	85,0	310	0,60			
125,0	120,0	400	0,55			
200,0	170,0	550	0,50			
250,0	200,0	640	0,50			
400,0	320,0	900	0,45			

Примечания: 1. Все понижающие трансформаторы с РПН.

2. Повышающие трансформаторы: 80 МВ·А — с ПБВ±2×2,5 %; 125—400 МВ·А без регулировочных ответвлений.

3. Значения потерь короткого замыкания указаны для средней ступени напряжения.

Глава вторая

КОНСТРУКЦИИ ОСНОВНЫХ ЧАСТЕЙ ТРАНСФОРМАТОРА

2.1. ОБЩАЯ КОНСТРУКТИВНАЯ СХЕМА ТРАНСФОРМАТОРА

В соответствии с ГОСТ 16110-82 трансформатором называется статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока. Трансформатор, предназначенный для преобразования элек-

трической энергии в сетях энергосистем и потребителей электроэнергии, называется силовым. Если силовой трансформатор предназначен для включения в сеть, не отличающуюся особыми условиями работы, или для питания приемников электрической энергии, не отличающихся особыми условиями работы, характером нагрузки или режимом работы, то он называется силовым трансформатором общего назначения. Силовые трансформаторы, предназначенные для непосредственного питания потребительской сети или приемников электрической энергии, если эта сеть или приемники отличаются особыми условиями работы, характером нагрузки или режимом работы, называются трансформаторами специального назначения. К числу таких сетей и приемников относятся подземные шахтные сети и установки, выпрямительные установки, электрические дуговые печи и т. п.

В конструктивном отношении современный силовой масляный трансформатор можно схематически представить состоящим из трех основных систем — магнитной, системы обмоток с их изоляцией и системы охлаждения и вспомогательных систем — устройства регулирования напряжения, измерительных и защитных устройств, арматуры и др. В трансформаторах с воздушным охлаждением, как правило, отсутствуют измерительные и защитные устройства и арматура, а система охлаждения не выделяется в виде отдельных конструктивных единиц.

Конструктивной и механической основой трансформатора является его магнитная система (магнитопровод), которая служит для локализации в ней основного магнитного поля трансформатора. Магнитная система представляет собой комплект пластин или других элементов из электротехнической стали или другого ферромагнитного материала, собранных в определенной геометрической форме.

Большинство типов магнитных систем можно четко подразделить на отдельные части. В соответствии с этим делением в манитной системе различают стержни — те ее части, на которых располагаются основные обмотки трансформатора, служащие непосредственно для преобразования электрической энергии, и ярма — части, не несущие основных обмоток и служащие для замыкания магнитной цепи, а в некоторых типах трансформаторов также для расположения обмоток, имеющих вспомогательное назначение.

Некоторые магнитные системы, например системы тороидальной формы, намотанные в виде кольца из ленты

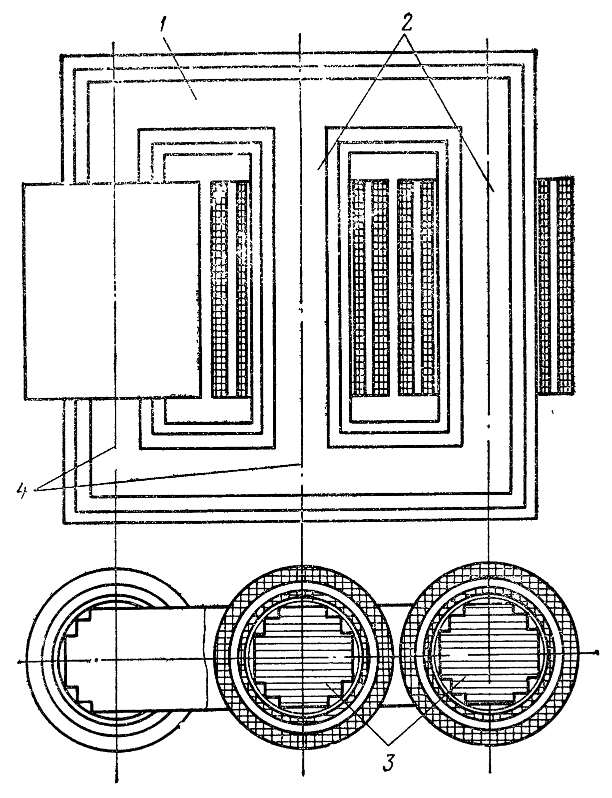


Рис. 2.1. Плоская шихтованная магнитная система трехфазного трансформатора с обмотками:
1 — ярмо; *2* — стержень; *3* — сечение стержня; *4* — угол магнитной системы

или собранные из плоских круговых колец, отштампованных из тонколистовой стали, не подразделяются на стержни и ярма.

В магнитных системах, разделяющихся на стержни и ярма, при расчете параметров холостого хода трансформатора особо выделяются части, находящиеся в зоне сопряжения стержня и ярма и называемые углами магнитной системы. Понятие «угол» определяется как часть ярма магнитной системы, ограниченная объемом, образованным пересечением боковых поверхностей или их продолжений одного из ярм и одного из стержней. Магнитная система, изображенная на рис. 2.1, имеет шесть углов.

Практикой трансформаторостроения в течение десятилетий были выработаны различные схемы взаимного расположения отдельных частей магнитной системы. По этому признаку все магнитные системы разделяются на плоские — такие, в которых продольные оси всех стержней и ярм располагаются в одной плоскости (рис. 2.1), и пространственные, в которых оси стержней и ярм располагаются не в одной плоскости (см. рис. 2.6).

По взаимному расположению стержней и ярм плоские и пространственные магнитные системы могут также подразделяться на стержневые, броневые и бронестержневые. В течение ряда лет магнитные системы силовых трансформаторов выполнялись и в значительной части выполняются в настоящее время в виде плоских магнитных систем по типу рис. 2.1 путем сборки из плоских пластин электротехнической стали. В изображенной на рис. 2.1 магнитной системе трехфазного силового трансформатора ярма соединяют разные стержни и каждое ярмо располагается со стороны торцов стержней. Такая магнитная система с торцовыми ярмами называется стержневой.

На рис. 2.2, *а* и *б* изображены магнитные системы, у которых каждый стержень имеет боковые ярма, соединяющие два разных конца этого стержня. У трансформаторов с такими магнитными системами боковые поверхности обмоток как бы закрыты броней, отчего магнитные системы этого типа при наличии не менее двух боковых ярм на каждом стержне получили название броневых.

На рис. 2.2, *в* показан промежуточный бронестержневой тип магнитной системы, у которой не все стержни имеют боковые ярма или каждый стержень имеет не более чем одно боковое ярмо.

Наибольшее распространение в практике трансформаторостроения получили плоские магнитные системы стержневого типа со ступенчатой формой поперечного сечения стержня, вписанной в окружность, и с обмотками в виде круговых цилиндров. Плоские бронестержневые системы и броневые системы по рис. 2.2, *б*, аналогичные по форме обмоток и сечения стержня системам стержневым, требуют несколько большего расхода электротехнической стали и применяются в некоторых типах трансформаторов большой мощности (более 100 000 кВ·А) с целью уменьшения высоты трансформатора, а также в трансформаторах малой мощности (1—3 кВ·А).

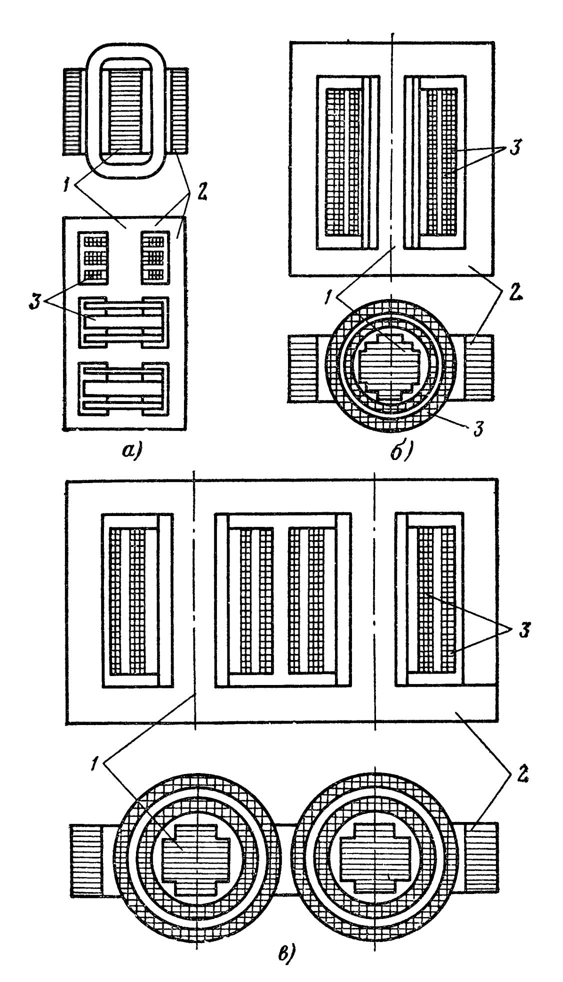


Рис. 2.2. Броневые (*а*, *б*) и бронестержневая (*в*) магнитные системы трехфазного (*а*) и однофазных трансформаторов (*б*, *в*):
1 — стержень; *2* — ярмо, *3* — обмотка

В последние годы в силовых трансформаторах мощностью до 6300 кВ·А находят все более широкое применение пространственные магнитные системы по рис. 2.6, *а* и *б* и других типов. Броневые магнитные системы по рис. 2.2, *а* при горизонтальном расположении стержней и ярм с обмотками прямоугольной формы применяются некоторыми

иностранными фирмами для трансформаторов, предназначенных для питания электрических печей.

Магнитная система, в которой все стержни имеют одинаковые форму, конструкцию и размеры, а взаимное расположение любого стержня по отношению ко всем ярмам одинаково для всех стержней, называется симметричной (рис. 2.2, *б*, *в* и 2.6). При отсутствии одного из этих признаков магнитная система называется несимметричной. Так трехфазная магнитная система, изображенная на рис. 2.1, несимметрична потому, что взаимное расположение ее среднего и крайних стержней по отношению к ярмам различно.

По способу сборки различают: шихтованные магнитные системы, ярма и стержни которых собираются впереплет из плоских пластин как единая цельная конструкция, навитые магнитные системы, все части которых изготовляются путем навивки из ленточной электротехнической стали, а затем скрепляются в единую конструкцию, и стыковые магнитные системы, ярма и стержни или отдельные части которых, собранные и скрепленные раздельно, при сборке системы устанавливаются встык и скрепляются специальными стяжными конструкциями или другими способами. В стыковых магнитных системах могут сочетаться части, собранные только из плоских пластин или из плоских пластин с навитыми частями.

Часто применяемый порядок сборки шихтованной стержневой магнитной системы показан на рис. 2.3, *а*. Сборка ведется на горизонтальном стенде путем чередования слоя пластин (обычно толщиной в две пластины, редко в три-четыре), разложенных по положению *1*, со слоем пластин, разложенных по положению *2*. В результате сборки после стяжки ярм прессующими балками и стержней бандажами получается остов трансформатора, не требующий каких-либо добавочных креплений.

На рис. 2.3, *а* показана сборка магнитной системы из пластин прямоугольной формы, образующих в углах систе-

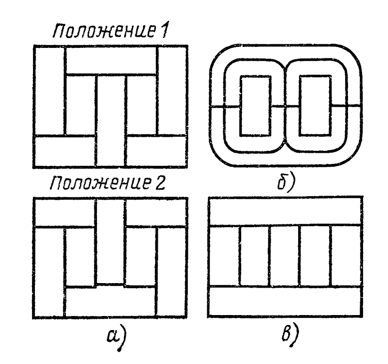


Рис. 2.3. Сборка трехфазных магнитных систем:

а — шихтованной из пластин прямоугольной формы; *б* — разрезной стыковой, навитой из лент; *в* — стыковой, собираемой из пластин прямоугольной формы

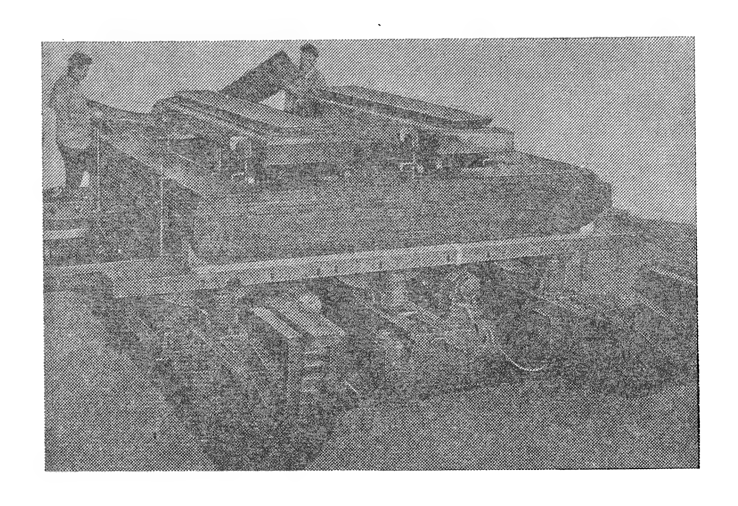


Рис. 2.4. Сборка магнитной системы трехфазного трансформатора мощностью 10 000 кВ·А класса напряжения 110 кВ на специальном стенде

мы так называемый прямой стык. Если концы пластин срезать под углом 45°, то они будут образовывать в углах косой стык. На рис. 2.4 изображена магнитная система трансформатора мощностью 10 000 кВ·А класса напряжения 110 кВ в процессе сборки на специальном стенде. Для насадки обмоток на стержни верхнее ярмо шихтованной магнитной системы разбирается по отдельным пластинам, а после насадки обмоток снова собирается. Магнитные системы трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно, не требующие стяжки стержней бандажами, могут собираться с укладкой пластин стержней внутрь обмоток, уложенных на специальном стенде. После завершения шихтовки и стяжки ярм балками обмотки оказываются размещенными на остове трансформатора.

На рис. 2.3, *б* показана навитая из ленты холоднокатаной стали разрезная стыковая магнитная система, а на рис. 2.3, *в* — стыковая система, состоящая из стержней и ярм, раздельно собираемых из плоских пластин.

Развитие производства холоднокатаной рулонной стали позволило найти новый способ изготовления магнитной системы, когда отдельные части системы навиваются из стальной ленты и затем скрепляются в единую конструкцию. Навитые системы могут быть неразрезными (см. рис. 2.6, *б*), когда обмотки из обмоточного провода или медной

или алюминиевой ленты (фольги) наматываются непосредственно на стержни магнитной системы, или стыковыми, когда для насадки обмоток стержни магнитной системы разрезаются резом, перпендикулярным к продольной оси стержня, и навитая магнитная система становится стыковой (рис. 2.3, *б*).

Плоские стыковые магнитные системы с раздельно собираемыми стержнями и ярмами (рис. 2.3, *в*) требуют по сравнению с шихтованными более массивного и прочного крепления стержней и ярм и специальных конструкций для стяжки стержней с ярмами в виде металлических башмаков, стяжных шпилек и т. д. Кроме того, в стыковых магнитных системах в целях уменьшения немагнитных зазоров приходится собирать стержни и ярма на специальных магнитных плитах, применять магнитные клеи, обрабатывать стыковые поверхности стержней и ярм и при этом считаться с существенным повышением тока холостого хода по сравнению с током холостого хода для шихтованных и особенно навитых неразрезных магнитных систем. В отечественном трансформаторостроении плоские стыковые магнитные системы применяются в реакторах.

Стыковые магнитные системы могут собираться также из разрезанных навитых частей (рис. 2.3, *б*) или из навитых частей и частей, собранных из плоских пластин. Примером последнего варианта служит магнитная система по рис. 2.6, *а*, у которой стержни собраны из плоских пластин, а ярма навиты из холоднокатаной стальной ленты.

Выбор того или иного типа магнитной системы связан с выбором схемы магнитной цепи трансформатора, наиболее подходящей для заданных условий. Собранные впереплет плоские шихтованные магнитные системы благодаря простой и дешевой конструкции крепления и стяжки, а также относительной простоте сборки получили наиболее широкое распространение. В отечественном трансформаторостроении эти системы применяются для большинства силовых трансформаторов до самых мощных включительно.

На рис. 2.5 показаны различные схемы взаимного расположения стержней и ярм плоских шихтованных и плоской навитой магнитных систем. Трехфазная магнитная система по рис. 2.5, *д* получила наибольшее распространение для силовых трансформаторов мощностью от 6,3 до 100 000 кВ·А. При этой схеме магнитный поток ярма равен потоку стержня $\Phi_я = \Phi_с$ и площадь поперечного сечения

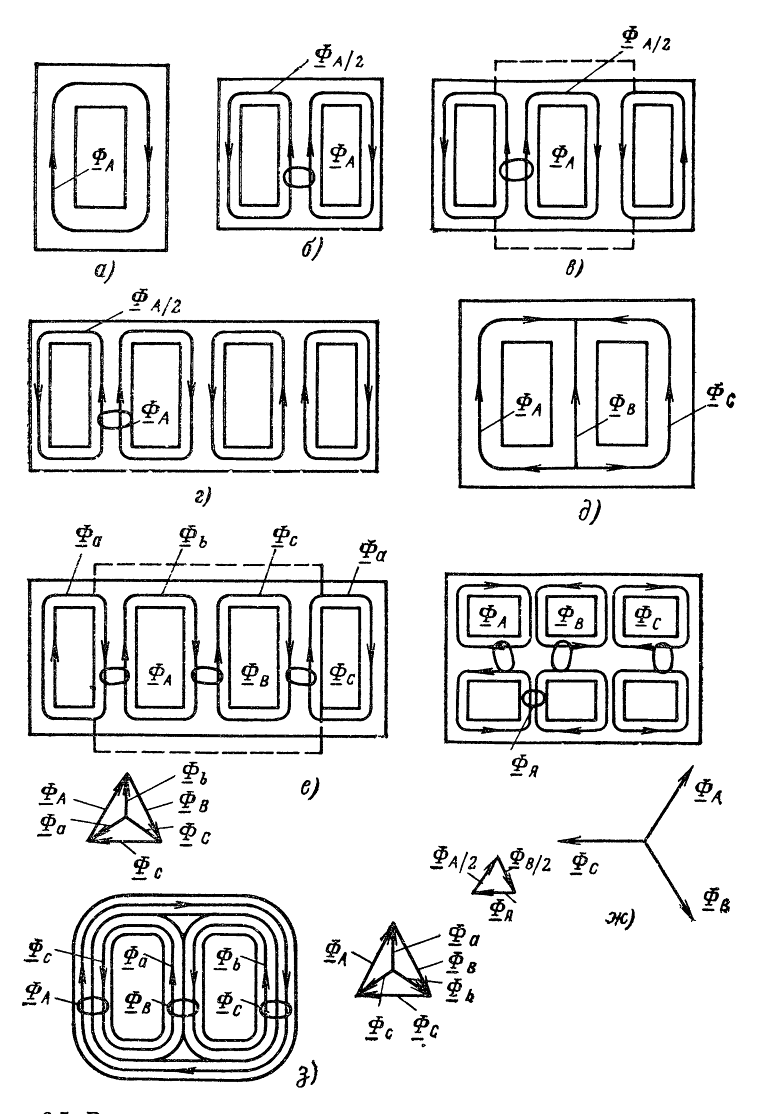


Рис. 2.5. Различные схемы плоской магнитной системы трансформатора: однофазные: *а* — стержневой; *б* — броневой; *в* и *г* — бронестержневые с расщеплением мощности между стержнями; трехфазные: *д* — стержневой; *е* — бронестержневой; *ж* — броневой; *з* — навитой стержневой

ярма должна быть равна или больше площади поперечного сечения стержня.

С дальнейшим ростом мощности и размеров трансформатора обычно переходят на бронестержневые магнитные системы с разветвленными ярмами: однофазные по рис. 2.5, *б* и трехфазные по рис. 2.5, *е*. Магнитный поток ярма в однофазной магнитной системе при этом равен половине потока стержня $\Phi_я=\Phi_с/2$, в трехфазной $\Phi_я=\Phi_с/\sqrt{3}$. Это обстоятельство позволяет уменьшить сечение, а следовательно, и высоту ярма и общую высоту трансформатора, что важно для трансформаторов большой мощности, размеры которых по высоте жестко ограничиваются условиями транспортировки по железной дороге.

При мощности однофазного трансформатора 133 000 кВ·А и более, когда одно только разветвление ярм недостаточно снижает высоту трансформатора, прибегают к «расщеплению» мощности между двумя или тремя отдельными стержнями, например по схеме рис. 2.5, *г*. Для этих схем сечение ярма также может быть взято равным половине сечения стержня, так как магнитный поток ярма в однофазной магнитной системе равен $\Phi_с/2$. Применяя бронестержневые магнитные системы с разветвленными ярмами и «расщеплением» мощности между отдельными стержнями, добиваются существенного снижения высоты трансформатора за счет увеличения длины и некоторого увеличения массы активных материалов — меди и стали.

В схеме плоской навитой магнитной системы по рис. 2.5, *з* магнитный поток каждого стержня является геометрической суммой потоков двух навитых колец. Например, поток фазы *А* можно представить в виде суммы $\underline{\Phi}_A=\underline{\Phi}_a+(-\underline{\Phi}_c)$. Поскольку три кольца этой магнитной системы навиваются раздельно, а для удобства сборки между ними должен соблюдаться небольшой технологический зазор, переход магнитного потока из одного кольца в другое затруднен и фактическая индукция в каждом кольце должна быть в $2/\sqrt{3}=1{,}155$ раза больше общей расчетной индукции в стержне. Подобное сложение потоков стержней и ярм в схеме по рис. 2.5, *е* не приводит к увеличению индукции потому, что в каждом стержне оба частичных потока складываются в одних и тех же пластинах.

В последние годы в трансформаторах мощностью до 6300 кВ·А все более широкое применение находят пространственные магнитные системы различных конструкций. На рис. 2.6 показаны методы образования таких систем. Комбинированная стыковая магнитная система по рис. 2.6, *а* составляется из стержней, собранных из плоских пла-

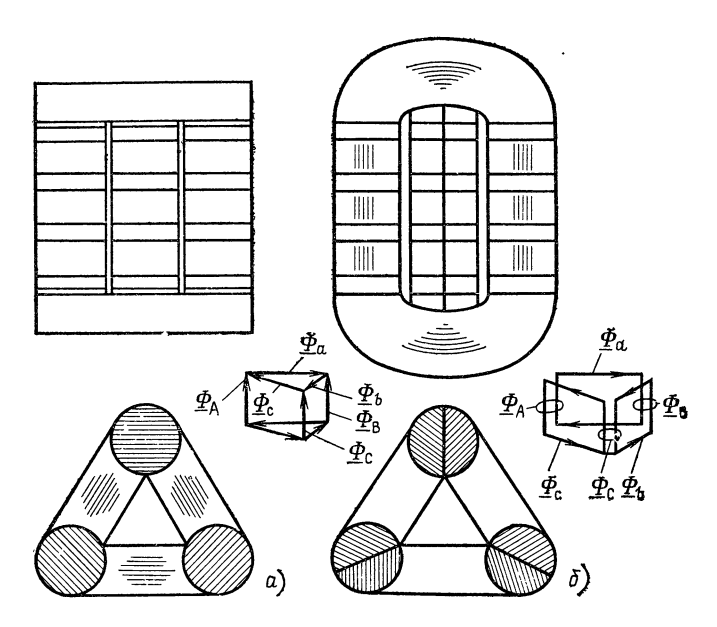


Рис. 2.6. Пространственные магнитные системы:

а — стыковая со стержнями, собранными из плоских пластин, и навитыми ярмами; *б* — навитая неразрезная, состоящая из трех навитых колец

стин различной ширины, но одинаковой длины, и из ярм, навитых из ленточной стали. Обмотки на эту систему устанавливаются при ее сборке из отдельных частей.

Магнитный поток в ярме такой системы $Ф_я = Ф_с/\sqrt{3}$, и площадь поперечного сечения ярма может быть в $\sqrt{3}$ раз меньше площади поперечного сечения стержня. С учетом уменьшения площади сечения, а также увеличения общей длины ярма эта система, как показали исследования, дает возможность уменьшить массу активной стали и потери холостого хода примерно на 9—10 % при увеличении тока холостого хода на 50—90 % для трансформаторов мощностью 630—160 кВ·А и на 90—140 % для трансформаторов мощностью 100—25 кВ·А по сравнению с плоской шихтованной системой.

Навитая неразрезная трехфазная магнитная система по рис. 2.6, *б* состоит из трех навитых колец. Сечение каждого кольца вписано в полуокружность. Современное специальное оборудование позволяет наматывать кольца такой формы из ленты холоднокатаной стали переменной шири-

ны при безотходном раскрое стали и высоком коэффициенте заполнения сечения стержня активной сталью. После намотки кольца отжигаются в течение 20—24 ч при температуре 800 °С, а затем скрепляются в единую систему при помощи бандажей из стеклоленты. Эта система дает возможность некоторой экономии стали (5—7 %) и уменьшения потерь холостого хода при существенном (в 2—3 раза) уменьшении тока холостого хода. Обмотки наматываются после сборки системы непосредственно на ее стержни на специальном станке. В последнее время применение этой системы ограничивалось трансформаторами мощностью до 630 кВ·А.

В магнитной системе по рис. 2.6, *б* с раздельно намотанными кольцами индукция в каждом кольце, как и в системе по рис. 2.5, *з*, в $2/\sqrt{3}$ раза больше общей расчетной индукции в стержне. Геометрическое сложение магнитных потоков стержней и ярм в системе по рис. 2.6, *а* с пластинами, расположенными, как показано на этом рисунке, не приводит к увеличению индукции, так же как и в системе по рис. 2.5, *е*.

После завершения сборки магнитной системы ее стержни, как правило, опрессовываются и стягиваются бандажами из стеклоленты. В трансформаторах мощностью не более 630 кВ·А при диаметре стержня не более 0,22 м в плоских шихтованных системах возможна опрессовка стержня после насадки обмоток путем расклинивания с внутренней обмоткой. Ярма плоских систем обычно спрессовываются ярмовыми балками, а ярма пространственных систем — специальными стяжными конструкциями.

Магнитная система со всеми узлами и деталями, которые служат для соединения ее отдельных частей в единую конструкцию, называется остовом трансформатора. На остове в процессе дальнейшей сборки устанавливаются обмотки и крепятся отводы, т. е. проводники, предназначенные для соединения обмоток трансформатора с переключателями, вводами и другими токоведущими частями.

Конструкция остова должна обеспечивать надежное скрепление и механическую жесткость магнитной системы, собранной из тонких пластин стали толщиной 0,35—0,27 мм, масса которой достигает десятков тонн. При этом в процессе эксплуатации остов трансформатора должен выдерживать механические силы, возникающие между обмотками при коротком замыкании, достигающие, даже в транс-

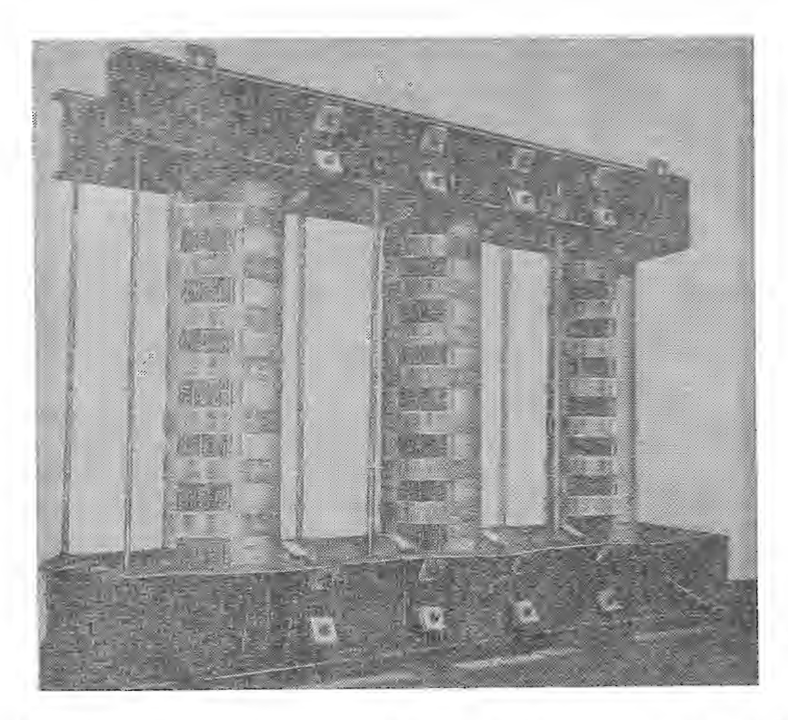


Рис. 2.7. Остов трехфазного трансформатора мощностью 25 000 кВ·А класса напряжения 110 кВ

форматорах мощностью 1000—6300 кВ·А, миллионов ньютонов и существенно возрастающие с возрастанием номинальной мощности трансформатора.

На рис. 2.7 изображен остов трехфазного трансформатора мощностью 25 000 кВ·А класса напряжения 110 кВ. Стержни плоской шихтованной магнитной системы стянуты бандажами из стеклоленты. Многоступенчатые ярма запрессованы между стальными ярмовыми балками, стянутыми стальными полубандажами. Концы шпилек полубандажей с гайками выведены на наружные стороны ярмовых балок и изолированы от них, чтобы избежать образования короткозамкнутых витков вокруг ярма. Верхние и нижние ярмовые балки соединены вертикальными шпильками.

Основным элементом обмотки трансформатора является виток — электрический проводник или несколько параллельно соединяемых проводников, однократно охватываю-

щих часть магнитной системы. Ток витка совместно с токами других витков и других частей трансформатора, в которых возникает электрический ток, создает магнитное поле трансформатора. Под воздействием этого поля в каждом витке наводится ЭДС.

Обмоткой называется совокупность витков, образующих электрическую цепь, в которой суммируются ЭДС, наведенные в витках, с целью получения высшего, среднего или низшего напряжения трансформатора или с другой целью.

Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения предназначаются для преобразования электрической энергии и являются основными обмотками. Кроме них, в силовом трансформаторе могут быть и вспомогательные обмотки, предназначенные для компенсации отдельных частей магнитного поля, дополнительного подмагничивания отдельных частей магнитной системы и других целей.

В течение нескольких десятилетий обмотки трансформаторов изготовлялись из медного провода. В последние 25 лет в обмотках трансформаторов общего назначения мощностью до 16 000—25 000 кВ·А все большее применение находит алюминиевый провод. Обмотки трансформаторов мощностью до 630—1000 кВ·А и более могут изготовляться также из медной или алюминиевой ленты или фольги.

Обмотки трансформаторов различают по назначению, способу взаимного расположения и форме.

В двухобмоточном трансформаторе, имеющем две электрически не связанные между собой обмотки, различают обмотку высшего напряжения (ВН), присоединяемую к сети более высокого напряжения, и обмотку низшего напряжения (НН), присоединяемую к сети более низкого напряжения. В трехобмоточном трансформаторе, имеющем три электрически не связанные между собой обмотки, различают обмотку высшего напряжения (ВН), обмотку среднего напряжения (СН) и обмотку низшего напряжения (НН).

В трехфазном и многофазном трансформаторе под обмоткой подразумевают совокупность соединяемых между собой обмоток одного напряжения всех фаз, а в однофазном — обмоток всех его стержней. Иногда, если это не вызывает неправильного понимания, под словом «обмотка» подразумевают обмотку одной фазы или одного стержня трансформатора.

По способу расположения их на стержне обмотки трансформаторов подразделяются на концентрические и чередующиеся. Концентрическими обмотки называются в том случае, когда обмотки НН и ВН (а в трехобмоточных трансформаторах и обмотки СН) выполняются каждая в виде цилиндра и располагаются на стержне концентрически одна относительно другой (рис. 2.8, *а*). Высоты (осевые размеры) обеих обмоток, как правило, делаются одинаковыми. При выполнении обмоток ВН и НН с различными высотами приходится считаться со значительным возрастанием осевых механических сил, возникающих в обмотках при коротком замыкании трансформатора, тем больших, чем больше разность высот обмоток. При концентрическом расположении обмотка НН обычно располагается внутри, а обмотка ВН — снаружи. При расположении обмотки ВН снаружи упрощается вывод от нее ответвлений для регулирования напряжения, а также уменьшаются размеры внутренних изоляционных каналов между внутренней обмоткой и стержнем.

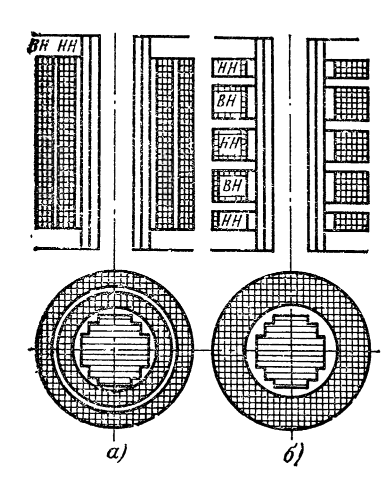


Рис. 2.8. Концентрические (*а*) и чередующиеся (*б*) обмотки двухобмоточного трансформатора

Обмотки называются чередующимися, если обмотки ВН и НН выполняются в виде невысоких цилиндров с одинаковыми или почти одинаковыми средними диаметрами и располагаются на стержне одна над другой в осевом направлении стержня (рис. 2.8, *б*). При этом стараются для уменьшения возникающих при коротком замыкании осевых механических сил разделить обе обмотки не в ущерб конструктивным соображениям на возможно большее число чередующихся групп. Изменение числа групп позволяет также в широких пределах изменять реактивную составляющую напряжения короткого замыкания — увеличивающуюся с уменьшением числа групп и уменьшающуюся с его увеличением. Для уменьшения радиальных механических сил стараются выдержать для обеих обмоток одинаковые внутренние диаметры и радиальные размеры.

В чередующейся обмотке приходится рассчитывать по испытатель-

ному напряжению обмотки ВН несколько промежутков — горизонтальных каналов между обмотками ВН и НН. Число этих промежутков растет с ростом числа групп, на которые разбита обмотка. Поэтому чередующиеся обмотки обладают меньшей компактностью, чем концентрические. К недостаткам чередующихся обмоток следует отнести также значительное число паек соединений каждой из обмоток в процессе сборки трансформатора, тогда как большинство конструкций концентрических обмоток допускает изготовление всей обмотки ВН или НН на один стержень непосредственно на обмоточном станке, одним проводом или группой проводов без применения пайки.

В настоящее время подавляющее большинство всех силовых трансформаторов общего назначения и специальных выполняется с концентрическими обмотками. Чередующиеся обмотки иногда находят применение в специальных типах трансформаторов, предназначенных для питания электропечей. В таких трансформаторах с весьма значительными токами на стороне НН решающим обстоятельством является удобство параллельного соединения ряда групп обмотки НН снаружи обмотки, а изоляционные промежутки при относительно малом напряжении ВН обычно невелики. Чередующиеся обмотки иногда применяются также для сухих трансформаторов как обеспечивающие лучший доступ охлаждающего воздуха к обмоткам как высшего, так и низшего напряжения.

В трехобмоточных трансформаторах обмотка СН обычно располагается между обмотками НН и ВН (рис. 2.9, *в*). Для некоторых ти-

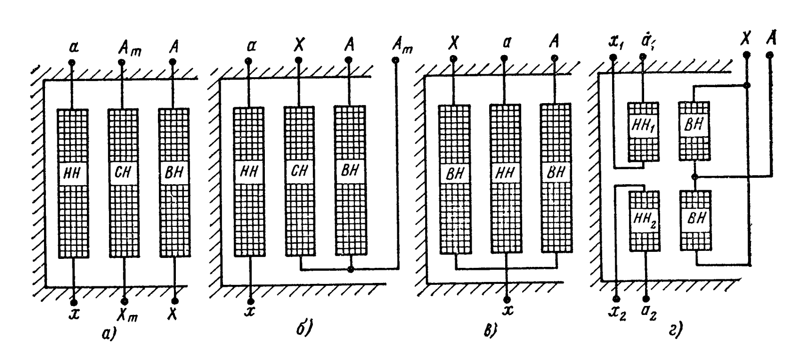


Рис. 2.9. Расположение обмоток на стержне:

а — трехобмоточный трансформатор; *б* — трехобмоточный автотрансформатор; *в* — двойная концентрическая обмотка ВН; *г* — трансформатор с расщепленными обмотками

пов трансформаторов предусмотрена также возможность размещения обмотки СН непосредственно на стержне со следующим расположением обмоток, считая изнутри наружу: СН—НН—ВН. Как правило, все три обмотки трехобмоточного трансформатора рассчитываются на одина-

ковую номинальную мощность. При различии номинальных мощностей трех обмоток номинальной мощностью трехобмоточного трансформатора считается большая из них.

Силовые автотрансформаторы, как правило, выпускаются трехобмоточными. Обмотки ВН и СН соединены по автотрансформаторной схеме в звезду, имеют общую часть XA_m (рис. 2.9, *б*) и последовательно соединенную с ней часть A_mA. Обмотка СН стержня образуется частью XA_m, обмотка ВН — соединением частей XA_m и A_mA. Напряжение ВН может быть получено на выводах AX, напряжение СН — на выводах A_mX. С обмоткой НН, соединяемой обычно в треугольник, эти две обмотки связаны индуктивно.

В двухобмоточных трансформаторах большой мощности иногда находит применение двойная концентрическая обмотка ВН, при которой уменьшаются индукция поля рассеяния и добавочные потери в обмотках. Обмотка ВН при этом разделяется на две цилиндрические части, располагаемые внутри и снаружи обмотки НН (рис. 2.9, *в*).

В двухобмоточных трансформаторах мощностью 25 000 кВ·А и выше широкое применение находят расщепленные обмотки. При этом обмотка НН разделяется на две гальванически не связанные части равной мощности с одинаковыми или различными напряжениями. Обмотка ВН также разделяется на две параллельно соединенные части так, чтобы напряжения короткого замыкания двух частей обмотки НН по отношению к обмотке ВН были практически равны (рис. 2.9, *г*). Расщепление обмоток имеет целью уменьшение токов короткого замыкания.

По форме выполнения обмотки трансформаторов разделяются на круглые и прямоугольные. Обмотки круглой формы выполняются в виде круговых цилиндров, сплошных или собранных из отдельных катушек, и в поперечном сечении имеют форму кольца. Обмотки прямоугольной формы в поперечном сечении имеют форму прямоугольной рамки с закругленными углами. Преимуществом такого типа обмотки является возможность наилучшего заполнения пространства внутри обмотки активной сталью стержня. Основными недостатками являются: пониженная электрическая прочность изоляции провода в углах катушки, легко повреждающейся при перегибе провода на окружности малого радиуса; усложнение прессовки стержня магнитной системы; малая механическая прочность обмотки такого типа при коротком замыкании. При коротком замыкании прямоугольная обмотка под воздействием возникающих в ней механических сил стремится принять круглую

форму, что ведет к повреждению изоляции и разрушению обмотки.

В настоящее время большинство трансформаторов выпускается с обмотками круглой формы, более простыми в конструктивном и более прочными в механическом и электрическом отношениях. Прямоугольные обмотки применяются в редких случаях для специальных трансформаторов, выполняемых с магнитными системами броневого типа.

Обмотки трансформатора должны быть надежно изолированы одна от другой и от всех заземленных частей конструкции трансформатора — магнитной системы и деталей крепления остова, стенок бака, в котором установлен трансформатор, или защитного кожуха и др. Эта изоляция создается путем сочетания изоляционных деталей, изготовленных из твердых диэлектриков — электроизоляционного картона, бумажно-бакелитовых изделий, дерева и т. д. с промежутками, заполненными основной изолирующей средой — жидким или газообразным диэлектриком или твердым диэлектрическим компаундом.

После установки или намотки непосредственно на стержни остова трансформатора его обмоток на остове устанавливается конструкция для размещения и укрепления отводов, т. е. проводников, соединяющих обмотки трансформатора с вводами, переключателями и другими токоведущими частями, монтируются отводы и устройство регулирования напряжения. Полученная в результате этого монтажа единая конструкция, включающая в собранном виде остов трансформатора, обмотки с их изоляцией, отводы, части устройства регулирования, а также все детали, служащие для их механического соединения, называется активной частью трансформатора (рис. 2.10).

Во время работы трансформатора в его обмотках, магнитной системе и некоторых других частях происходят потери энергии, выделяющиеся в виде тепла. При продолжительном режиме работы все выделяющееся тепло должно полностью отводиться в окружающую среду. В большинстве современных силовых трансформаторов отвод тепла от обмоток и магнитной системы осуществляется через теплоноситель — жидкий или газообразный диэлектрик, заполняющий бак, в котором установлен трансформатор (при газообразном диэлектрике бак должен быть герметичным). Воздушные сухие трансформаторы могут иметь защитный кожух, но не имеют бака. Основной изолирующей и охлаж-

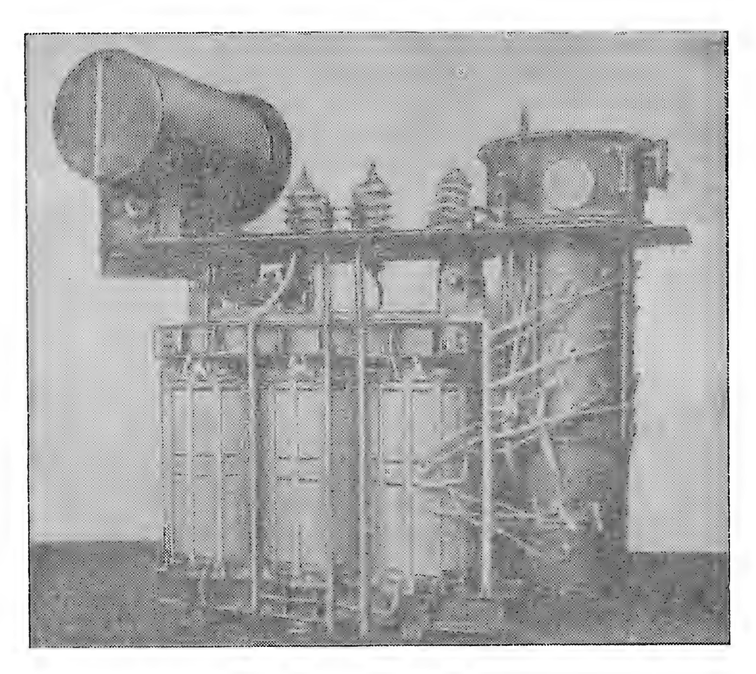


Рис. 2.10. Активная часть трехфазного масляного трансформатора мощностью 1000 кВ·А класса напряжения 35 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой

дающей средой в них служит свободно проникающий к активной части атмосферный воздух.

Жидкий или газообразный теплоноситель, чаще всего трансформаторное масло, омывающее обмотки и магнитную систему трансформатора, нагреваясь у их поверхностей, интенсивно отводит путем конвекции все выделяющиеся в них тепло и передает его стенкам бака. Внешняя поверхность стенок бака, омываемая воздухом, отдает тепло путем конвекции и излучения. Такая система отвода тепла позволяет допустить высокие электромагнитные нагрузки активных материалов — металла обмоток и стали магнитной системы и получить трансформатор с малой массой этих материалов.

Масляный бак с гладкими стенками имеет относительно малую омываемую воздухом внешнюю поверхность, которой оказывается достаточно для отвода тепла потерь при допустимых превышениях температуры обмоток, магнитной

системы и масла в верхней части бака над температурой охлаждающей среды лишь в трансформаторах мощностью до 25—40 кВ·А. С ростом мощности и потерь трансформатора для обеспечения его нормального охлаждения приходится искусственно развивать внешнюю поверхность бака путем установки ребер, труб, навесных радиаторов (рис. 2.11) и других элементов, отдающих тепло при естественной конвекции воздуха. У трансформаторов мощностью 10 000—16 000 кВ·А и более поверхность бака оказывается недостаточной для размещения навесных радиаторов, работающих при естественной циркуляции масла и воздуха. Поэтому начиная с этих мощностей обычно усиливают охлаждение, применяя искусственное форсирование движения воздуха у внешних поверхностей радиаторов при помощи вентиляторов или масла у внутренних их поверхностей при помощи насосов либо же совмещают эти два метода.

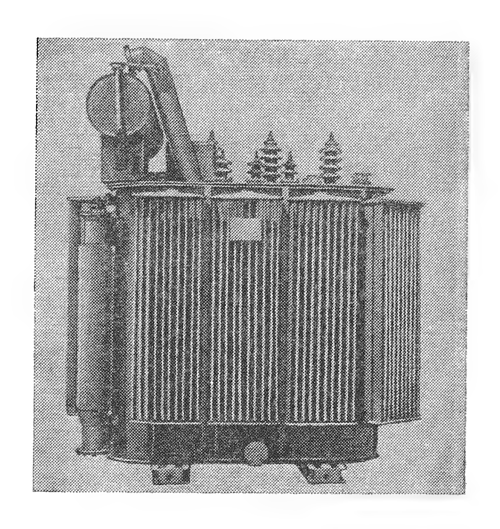


Рис. 2.11. Трехфазный масляный трансформатор мощностью 1600 кВ·А класса напряжения 35 кВ, переключаемый без возбуждения

Форсированное движение масла особенно эффективно увеличивает теплоотдачу, если поступающее из охладителя масло специальными устройствами направляется непосредственно к обмоткам и магнитной системе. При мощностях 80 000—100 000 кВ·А и более используются компактные охладители, собираемые из оребренных труб, рассчитанные на теплоотдачу от 50 до 200 кВт с каждого охладителя и продуваемые в горизонтальном направлении мощными вентиляторами (см. рис. 1.2). Применяется также охлаждение масла в водяных охладителях.

Для заполнения бака трансформатора маслом до самой крышки при всех возможных в эксплуатации колебаниях температуры и объема масла над крышкой устанавлива-

ется расширитель — стальной бачок, сообщающийся с основным баком трубопроводом. Объем расширителя (обычно 8—10 % объема масла в баке) выбирается таким, чтобы при любых колебаниях температуры и объема масла его верхний уровень оставался в пределах расширителя. Установка расширителя, ранее называвшегося консерватором, способствует также сохранению (консервации) масла, так как позволяет свести к минимуму поверхность соприкосновения (зеркало) масла с воздухом.

Если внутренний объем расширителя сообщается с окружающим воздухом, то на пути движения воздуха устанавливается фильтр, заполненный сорбентом — веществом, поглощающим влагу из воздуха, поступающего в расширитель. Для более надежного предохранения масла от окисления его поверхность в расширителе часто изолируют от окружающего трансформатор воздуха подушкой из инертного газа (азота) и расширитель герметизируют наглухо или при помощи гибкой растягивающейся мембраны (пленки).

На крышке бака устанавливаются вводы, служащие для присоединения внешней сети к обмоткам трансформатора; на крышке и частично на стенках бака устанавливаются также различные устройства и приспособления, служащие для защиты трансформатора и измерения температуры масла, для наблюдения и ухода за маслом и подъема трансформатора.

Трансформаторное масло одновременно является хорошим изоляционным материалом, позволяющим получить высокую электрическую прочность трансформатора при малых изоляционных промежутках, компактной конструкции обмоток и магнитной системы.

Основной недостаток масляных трансформаторов заключается в том, что масло является горючим материалом и установка таких трансформаторов во многих случаях требует специальных мер пожарной безопасности. Помимо масляных находят также применение воздушные сухие силовые трансформаторы, т. е. трансформаторы с естественным воздушным охлаждением. У этих трансформаторов масляный бак заменяется легким защитным кожухом. Отсутствие масла в значительной мере повышает пожарную безопасность, а применение в качестве твердой изоляции обмоток стекловолокна или асбеста и кремнийорганических материалов позволяет получить практически пожаробезопасную установку (рис. 2.12).

Это свойство сухих трансформаторов позволяет применять их с большим успехом для установки внутри сухих помещений в тех случаях, когда обеспечение пожарной безопасности установки является решающим обстоятельством, как, например, в установках высотных зданий, некоторых производственных цехов, лабораторий и т. д.

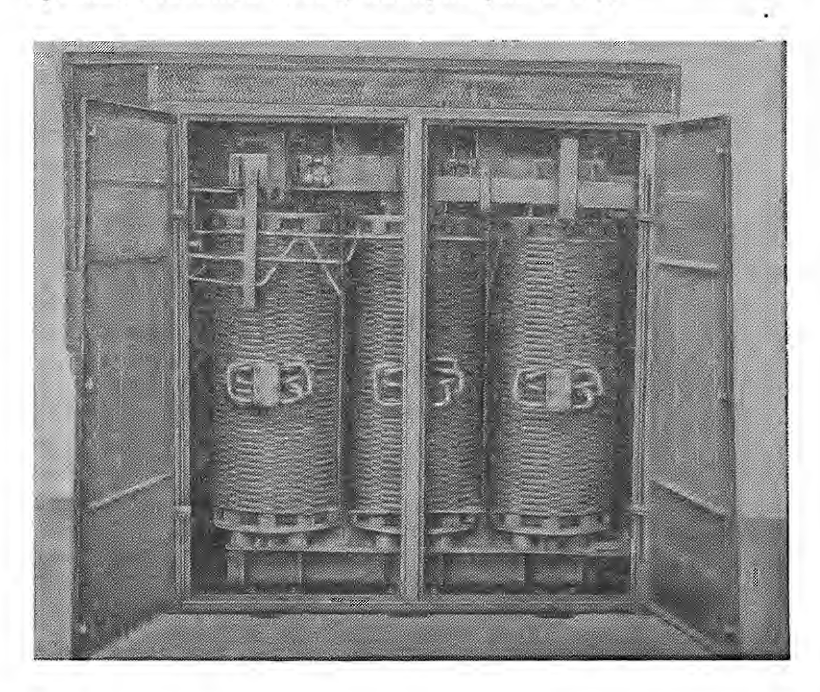


Рис. 2.12. Трехфазный сухой трансформатор мощностью 1000 кВ·А класса напряжения 10 кВ с открытыми дверцами кожуха

Воздух является менее совершенной изолирующей и охлаждающей средой, чем трансформаторное масло. Поэтому в сухих трансформаторах приходится все изоляционные промежутки и охлаждающие каналы делать большими, а электромагнитные нагрузки активных материалов допускать меньшими, чем в масляных трансформаторах. Вследствие этого масса и стоимость активных материалов в сухих трансформаторах оказываются существенно выше, чем в масляных.

Понижение плотности тока в обмотках воздушных сухих трансформаторов позволяет уменьшить потери короткого замыкания в трансформаторах класса напряжения 10 кВ мощностью 400—1600 кВ·А на 3—4 до 6—8 % по сравнению с масляными. Потери и ток холостого хода в этих трансформаторах выше, чем в масляных. Воздушные сухие трансформаторы с изоляцией классов нагревостойкости В, Н вследствие высокой стоимости изоляционных материалов (стекловолокно, стеклотекстолит, кремнийорганические лаки и т. д.) существенно дороже масляных. Благодаря отсутствию масла и замене тяжелого бака легким кожухом общая масса сухого трансформатора при мощностях до 400 кВ·А составляет не более 125—130 %, а при мощностях 630—1600 кВ·А — от 110 до 90 % массы идентичного масляного трансформатора. Практически напряжения обмоток ВН воздушных сухих трансформаторов ограничиваются верхним пределом 10—15 кВ, а мощность — значениями 1600—2500 кВ·А. Такие трансформаторы большей мощности с более высокими напряжениями выпускаются сравнительно редко.

К сухим относятся также и герметичные трансформаторы, баки которых заполнены газом, являющимся изолирующей средой и теплоносителем. Такие трансформаторы, например заполненные газообразной шестифтористой серой (элегазом), при форсированном движении теплоносителя в баке могут иметь по сравнению с масляными меньшую общую массу и, будучи пожаробезопасными, могут быть использованы для установки на электрическом или тепло-электрическом подвижном составе.

Сухие трансформаторы выпускаются также с литой изоляцией. У этих трансформаторов, предназначенных главным образом для работы на наружных установках в сельских сетях, магнитная система и обмотки заливаются электроизоляционным компаундом, который после отвердения служит изолирующей средой и теплоносителем.

Методика и последовательность расчета сухих и масляных трансформаторов принципиально одинаковы. Некоторые особенности расчета сухих трансформаторов — допустимые нагрузки активных материалов, допустимые изоляционные расстояния, нагрев обмоток и т. д. — отражены в следующих главах.

Иногда в целях обеспечения пожарной безопасности трансформаторы заполняют негорючей и не окисляющейся жидкостью — совтолом, представляющим смесь совола (полихлордифенил) с трихлорбензолом.

Добавка трихлорбензола позволяет получить понижение вязкости и температуры застывания смеси. Для стран с умеренным климатом наилучшим соотношением считается 65 % совола и 35 % трихлорбензола; для условий тропического климата — соответственно 90 и 10 %.

В практике зарубежных фирм аналогичные жидкости называются клофен, пиранол, пирохлор и т. п.

Электрическая прочность совтола близка к прочности трансформаторного масла. Условия теплоотдачи в трансформаторах, залитых совтолом, практически не отличаются от условий теплопередачи в масляных трансформаторах. Применение совтола ограничивается более высокой по сравнению с маслом стоимостью, большим расходом этой жидкости вследствие высокой плотности (около 1500 кг/м^3), токсичностью паров совтола, действующих раздражающим образом на слизистые оболочки и кожу человека, и способностью совтола выделять токсичные газообразные вещества при воздействии электрической дуги. В некоторых странах применение подобных жидких диэлектриков запрещено.

2.2. ВЫБОР МАРКИ СТАЛИ И ВИДА ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТИН

Материалом для магнитной системы силового трансформатора служит электротехническая холоднокатаная анизотропная тонколистовая сталь, главным образом марок 3404, 3405, 3406, 3407 и 3408 по ГОСТ 21427.1-83, поставляемая в рулонах. Применение холоднокатаной стали марок 3411, 3412 и 3413 по ГОСТ 21427.1-83 для основных серий трансформаторов не практикуется, но не исключено использование этой и горячекатаной стали марок 1511, 1512, 1513 для электрических реакторов, выпускаемых трансформаторными заводами.

Современная холоднокатаная электротехническая сталь, используемая в силовых трансформаторах, поставляется в рулонах с шириной 650, 750, 800, 860 и 1000 мм и толщиной 0,35, 0,30 и 0,27 мм при массе рулона не более 5000 кг или в листах тех же толщин с размерами 650—750—800—860$\times$$\times$1500 и 1000$\times$2000 мм. Применение листовой стали не рекомендуется, поскольку существенно усложняет технологию заготовки пластин и увеличивает количество отходов стали. Сталь обычно поставляется с нагревостойким электроизоляционным покрытием с толщиной на одной стороне не более 5 мкм, нейтральным по отношению к трансформаторному маслу при 105 °С и маслостойким при 150 °С, сохраняющим электроизоляционные свойства после нагрева до 800° С в течение 3 ч в нейтральной атмосфере или после

выдержки при температуре 820±10 °С в течение 3 мин на воздухе. Плотность холоднокатаной стали 7650 кг/м^3, удельное электрическое сопротивление 0,50 мкОм·м. (Плотность горячекатаной стали марок 1511, 1512, 1513, 1514—7550 кг/м^3, удельное электрическое сопротивление 0,60 мкОм·м).

Обозначения марок холоднокатаной стали расшифровываются следующим образом: первая цифра 3 — класс по структурному состоянию и виду прокатки — холоднокатаная анизотропная с ребровой структурой; вторая цифра 4 — класс по содержанию кремния — свыше 2,8 до 3,8 % включительно; третья цифра — 1 или 0 — группа по основной нормируемой характеристике согласно примечанию к табл. 2.1; четвертая цифра от 1 до 8 — порядковый номер марки стали с улучшением магнитных свойств по мере возрастания этого номера.

Сталь различают также по точности прокатки по толщине—Н—нормальной точности и П — повышенной точности, по ширине — нормальной и повышенной точности — Ш, а также и по виду покрытия — с электроизоляционным нагревостойким покрытием — ЭТ, с покрытием, не ухудшающим штампуемость, — М (мягкое) и без электроизоляционного покрытия — БП.

В качестве примера обозначения можно привести следующее: Рулон 0,35×1000-П-ЭТ-3404, ГОСТ 21427.1-83, что обозначает: рулонная сталь толщиной 0,35, шириной 1000 мм, повышенной точности прокатки, с электроизоляционным нагревостойким покрытием, марки 3404 по ГОСТ 21427.1-83.

Магнитные свойства современной холоднокатаной электротехнической стали по ГОСТ 21427.1-83 приведены в табл. 2.1.

Холоднокатаная электротехническая сталь прокатывается в горячем состоянии до толщины 3,0—2,5 мм и затем в холодном состоянии до нормированной толщины 0,50—0,27 мм. Благодаря прокатке в холодном состоянии сталь получает определенное упорядоченное взаимное расположение и ориентировку микрокристаллов — текстуру, вследствие чего создается анизотропия магнитных свойств стали, т. е. различие магнитных свойств в разных направлениях в листе.

В несколько идеализированном виде микроструктура холоднокатаной стали может быть представлена в виде совокупности элементарных кристаллов кубической формы, расположенных так, что их диагональные сечения располагаются в плоскости листа, а ребра куба в этих сечениях параллельны направлению прокатки стали, как это пока-

Таблица 2.1. **Магнитные свойства холоднокатаной электротехнической стали по ГОСТ 21427.1-83, применяемой в силовых трансформаторах**

Толщина, мм	Марка	Удельные потери p, Вт/кг, при $f = 50$ Гц и B, Тл, не более		Магнитная индукция B, Тл, при напряженности магнитного поля, А/м, не менее	
		1,5/50	1,7/50	100	2500
0,35	3411	1,75	(2,50)	—	1,75
	3412	1,50	(2,20)	—	1,80
	3413	1,30	(1,90)	—	1,85
	3404	(1,10)	1,60	1,60	—
	3405	(1,03)	1,50	1,61	—
	3406	—	1,43	1,62	—
	3407	—	1,36	1,72*	—
	3408	—	1,30	1,74*	—
0,30	3404	(1,03)	1,50	1,60	—
	3405	(0,97)	1,40	1,61	—
	3406	—	1,33	1,62	—
	3407	—	1,26	1,72*	—
	3408	—	1,20	1,74*	—
0,27	3405	(0,95)	1,38	1,61	—
	3406	(0,89)	1,27	1,62	—
	3407	—	1,20	1,72*	—
	3408	—	1,14	1,74*	—

Примечания: 1. Для стали марок 3411, 3412 и 3413 (группа I) — основными нормируемыми показателями являются удельные потери при магнитной индукции 1,5 Тл и частоте 50 Гц и магнитная индукция при напряженности магнитного поля 2500 А/м, для стали марок 3404, 3405, 3406, 3407 и 3408 (группа 0) — удельные потери при магнитной индукции 1,7 Тл и частоте 50 Гц и магнитная индукция при напряженности магнитного поля 100 А/м.

2. В скобках приведены справочные данные, ненормируемые ГОСТ 21427.1-83.

3. Знаком * помечены показатели, подлежащие уточнению.

зано прямоугольником *ABCD* на рис. 2.13. Наименьшие удельные потери и наибольшую магнитную проницаемость при заданной магнитной индукции холоднокатаная сталь имеет в направлении, параллельном ребрам куба *AB* или *CD*, т.е. в направлении прокатки. Это направление называется осью легкого намагничивания — ось *1* на рис. 2.13 [7].

Существенно худшие магнитные свойства сталь имеет в направлении диагонали грани куба *AD*, т. е. в направлении, перпендикулярном направлению прокатки. Это на-

правление называется осью среднего намагничивания — ось *2*. Наихудшие магнитные свойства холоднокатаная сталь имеет в направлении диагонали диагонального сечения куба *AC* — оси трудного намагничивания — *3*, направленной под углом 55° к направлению прокатки. При разработке

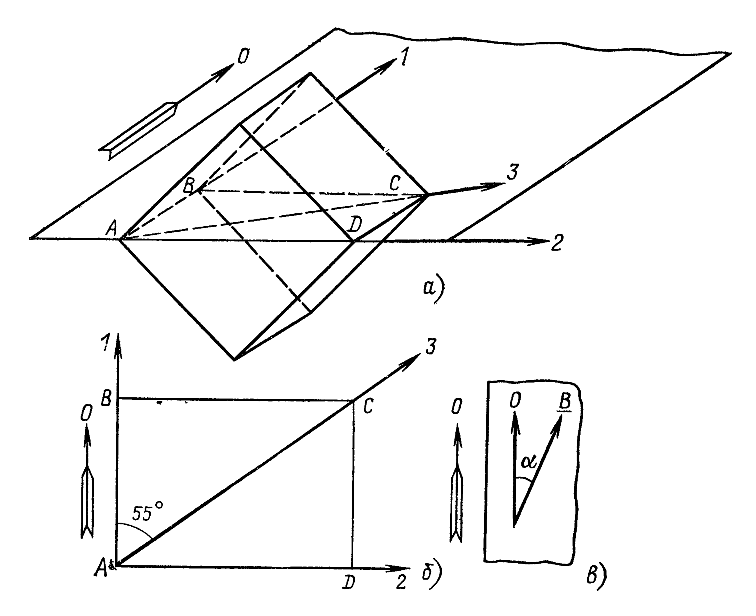


Рис. 2.13. Микроструктура холоднокатаной электротехнической стали:
а — расположение элементарного кристалла в плоскости листа; *б* — направления основных осей намагничивания; *в* — угол между направлением прокатки стали и вектором магнитной индукции

конструкции магнитной системы и ее расчете следует иметь в виду, что отклонение вектора магнитной индукции от направления прокатки стали даже на относительно небольшой угол α (рис. 2.13, *в*) приводит к существенному увеличению удельных потерь и уменьшению магнитной проницаемости стали.

На рис. 2.14, *а* показан характер изменения удельных потерь для одной из марок холоднокатаной стали при изменении индукции от 0,5 до 1,5 Тл и угла α от 0 до 90°, а на рис. 2.14, *б* — влияние угла α на магнитную индукцию при изменении *H* от 80 до 8000 А/м. Наибольшее влияние анизотропии магнитных свойств на удельные потери сказывается в диапазоне индукций от 1 до 1,7 Тл, а на магнитную

проницаемость от 1,5 до 1,6 Тл. Это влияние, сохраняя характер по рис. 2.14, будет различным для различных марок стали, в большей мере будет сказываться на стали с лучшими магнитными свойствами и в большей мере на удельной намагничивающей мощности, чем на удельных потерях.

Для того чтобы исключить влияние анизотропии магнитных свойств холоднокатаной стали в основной массе стержней и ярм, пластины для шихтованной магнитной системы

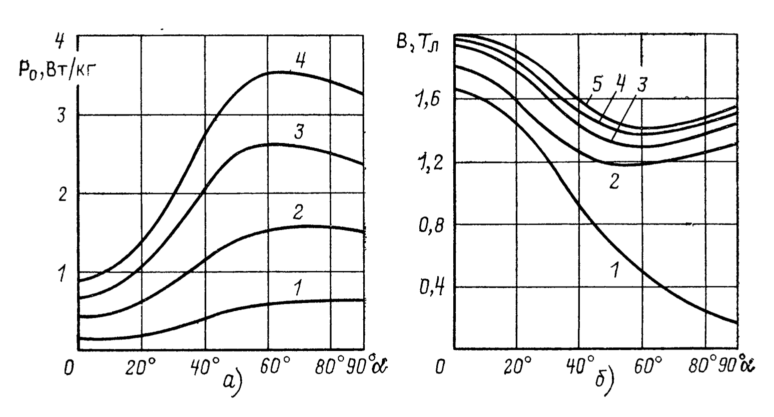


Рис. 2.14. Влияние угла α на магнитные свойства холоднокатаной электротехнической стали:

а — удельные потери в стали при f=50 Гц и различных индукциях (*1* — 0,5 Тл; *2* — 1,0 Тл; *3* — 1,3 Тл; *4* — 1,5 Тл); *б* — индукция в стали при различных H (*1* — 80 А/м; *2* — 400 А/м; *3* — 2000 А/м; *4* — 4000 А/м; *5* — 8000 А/м)

следует вырезать так, чтобы $\alpha=0$, т. е. чтобы направление длинных сторон пластин совпадало с направлением прокатки. Это требование легко выполняется при использовании рулонной стали и нарезании пластин из рулона на современных линиях продольной и поперечной резки. Хотя горячекатаная сталь не имеет резко выраженной анизотропии магнитных свойств, пластины из листов этой стали также вырезаются только вдоль длинной стороны листа. В навитых частях магнитных систем практически всегда $\alpha=0$.

В углах плоских шихтованных магнитных систем происходит неизбежное изменение направления линий магнитной индукции. При прямом стыке пластин по рис. 2.15, *а* во всем объеме угла (область, заштрихованная на этом рисунке) $\alpha\neq0$ и происходит увеличение удельных потерь и удельной намагничивающей мощности, что может существенно отразиться на потерях и намагничивающей мощно-

сти всей магнитной системы. Замена прямого стыка в углах косым стыком по рис. 2.15, *б* позволяет уменьшить объем, в котором $\alpha \neq 0$, и, следовательно, уменьшить потери и намагничивающую мощность для углов и всей магнитной системы. В пространственной магнитной системе по рис. 2.6, *а* углы в навитых ярмах рассматриваются как углы с прямым стыком, а навитую магнитную систему по рис. 2.6, *б* можно рассматривать как вообще не имеющую углов.

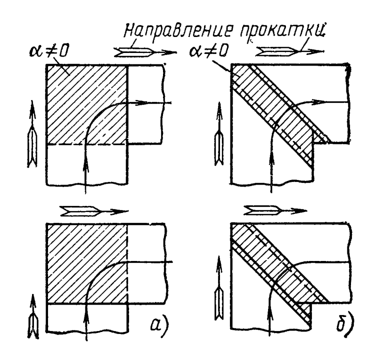


Рис. 2.15. Шихтовка пластин в углу магнитной системы:
а — прямой стык; *б* — косой стык

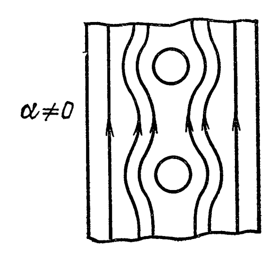


Рис. 2.16. Линии магнитной индукции в пластинах стержня при наличии отверстий

При использовании листовой стали с длиной листа 1500 или 2000 мм длина пластин ограничивается этими размерами и при мощностях трансформаторов, превышающих 6300 кВ·А, в которых требуются пластины большей длины, возникает необходимость их стыкования внутри стержней и ярм и стяжки магнитной системы шпильками, проходящими сквозь стержни и ярма (рис. 2.16). При этом в сечении пластины на уровне отверстия увеличивается индукция, линии магнитной индукции в пластинах должны огибать отверстия и угол α становится не равным нулю. В основной массе стали стержней и ярм возникают добавочные потери и для создания основного магнитного поля требуется существенно повышенная намагничивающая мощность.

В целях лучшего использования материала магнитные системы современных силовых трансформаторов проектируются и изготовляются из рулонной холоднокатаной электротехнической стали без дополнительных стыков в стержнях и ярмах и без каких-либо отверстий в пластинах. При этом стержни после сборки магнитной системы прессуются

и стягиваются бандажами из стеклоленты, а ярма прессуются ярмовыми балками.

Поперечное сечение стержня шихтованной магнитной системы, рассчитанного на размещение обмоток, имеющих форму круговых цилиндров, обычно имеет форму ступенчатой симметричной фигуры, вписанной в окружность. Поперечное сечение ярма, на котором обмотки не располагаются, может иметь такую же или более простую, например прямоугольную, форму. Если магнитные потоки отдельных пакетов стержня в этом случае будут равны магнитным потокам стыкующихся с ними пакетов ярма, то магнитная индукция вследствие неравенства активных сечений будет в них существенно различаться. Это будет вызывать перераспределение магнитного поля между отдельными пакетами стержня и ярма, что в холоднокатаной стали вследствие анизотропии ее магнитных свойств поведет к увеличению удельных и общих магнитных потерь и понижению магнитной проницаемости.

При использовании холоднокатаной стали рекомендуется форму и размеры поперечного сечения ярма принимать равными или близкими к форме и размерам поперечного сечения стержня. При горячекатаной стали была возможна и прямоугольная форма сечения ярма с прямыми стыками пластин в углах, несколько упрощающая технологию изготовления пластин и сборки магнитной системы.

Холоднокатаная сталь в значительно большей степени, чем горячекатаная, чувствительна к механическим воздействиям. В результате механической обработки при заготовке пластин магнитной системы — продольной и поперечной резки, закатки или срезания заусенцев, штамповки отверстий (в конструкциях реакторов) — увеличиваются удельные потери и удельная намагничивающая мощность стали. Это ухудшение магнитных свойств стали может быть полностью или в значительной мере снято путем восстановительного отжига заготовленных пластин при 800—820 °С. На современных заводах такой отжиг обязательно включается в технологический процесс изготовления пластин после их механической обработки. При отсутствии отжига следует считаться с возможным повышением потерь холостого хода на 8—10 % и тока холостого хода на 25—30 %. Особенно сильно магнитные свойства стали ухудшаются при изготовлении частей магнитной системы путем навивки из холоднокатаной ленты. Такие части должны отжигаться после навивки.

При дальнейшей транспортировке после отжига на сборку, в процессе сборки остова и стяжки стержней и ярм пластины могут подвергаться различным механическим воздействиям. При этом также возникает ухудшение магнитных свойств стали, которое в готовом остове снято отжигом быть не может. Во избежание ухудшения магнитных свойств стали и параметров холостого хода трансформатора при выполнении этих операций пластины не должны подвергаться толчкам, изгибам, ударам и давлениям.

Пластины электротехнической стали, заготовленные для сборки магнитной системы, во избежание возникновения между ними вихревых токов должны быть надежно изолированы одна от другой. Современное нагревостойкое электроизоляционное покрытие обеспечивает достаточно прочную и надежную изоляцию пластин при высоком коэффициенте заполнения сечения пакета пластин сечением чистой стали. При мощностях трансформаторов, превышающих 100 000 кВ·А, иногда усиливают изоляцию пластин путем нанесения поверх нагревостойкого покрытия одного слоя лаковой пленки.

Лаковая изоляция наносится в виде пленки на обе стороны пластины (лак КФ-965, ГОСТ 15030-78, быстрой горячей огневой сушки) с последующим испарением и выгоранием растворителя и запеканием пленки в огне газовых горелок при 450—550 °С. Толщина пленки около 0,01 мм. Она дает хорошую изоляцию пластин, высокий коэффициент заполнения сечения стержня, имеет высокую теплопроводность, достаточно прочна в механическом отношении и не повреждается при сборке. При отсутствии на стали нагревостойкого покрытия наносятся два или три слоя пленки.

Коэффициент заполнения сечения стержня (или ярма) сталью $k_з$, равный отношению чистой площади стали в сечении — активного сечения $П_с$ (или $П_я$) к площади ступенчатой фигуры $П_{ф,с}$ т. е. $k_з = П_с/П_{ф,с}$, желательно иметь наиболее высоким, потому что понижение этого коэффициента ведет к увеличению массы стали магнитной системы и металла обмоток.

Коэффициент заполнения $k_з$ зависит от толщины пластин стали — 0,35, 0,30 или 0,27 мм, вида изоляции пластин, силы сжатия пластин и наличия у них такого дефекта, как неплоскостность, т. е. отклонение от плоской формы. ГОСТ 21427.1-83 для холоднокатаной рулонной стали толщиной 0,35, 0,30 и 0,27 мм допускает высоту отклонения пластины от плоскости не более 2 мм и не более 1 % длины пластины. Коэффициенты заполнения $k_з$ для стали, удов-

Таблица 2.2. **Коэффициент заполнения $k_з$ для рулонной холоднокатаной стали, отвечающей требованиям ГОСТ 21427.1-83, при давлении 0,5 МПа**

Марка стали	Толщина, мм	Вид изоляционного покрытия	$k_з$
3404, 3405, 3406, 3407, 3408	0,35	Нагревостойкое	0,97
	0,30		0,96
3405, 3406, 3407, 3408	0,27		0,95
3404, 3405, 3406, 3407, 3408	0,35	Нагревостойкое плюс однократная лакировка	0,965
	0,30		0,955
3405, 3406, 3407, 3408	0,27		0,945

Примечания: 1. При прессовке стержней путем расклинивания с внутренней обмоткой (до 630 кВ·А), а также в навитых элементах пространственных магнитных систем $k_з$, полученное из таблицы, уменьшить на 0,01.

2. По этой таблице можно определить также значения $k_з$ для стали тех же толщин, выпускаемой иностранными фирмами.

3. При использовании листовой холоднокатаной стали толщиной 0,35 мм уменьшить $k_з$, полученное из таблицы, на 0,01 дополнительно к прим. 1.

4. Для стали толщиной 0,35 мм без электроизоляционного покрытия при двукратной лакировке $k_з = 0{,}92 \div 0{,}93$.

летворяющей требованиям ГОСТ 21427.1-83, при современной технологиии сборки остова приведены в табл. 2.2.

При выборе марки и толщины стали для магнитной системы силового трансформатора следует учитывать, что сталь с более высокими магнитными свойствами имеет существенно более высокую цену, а сталь меньшей толщины при более высоких магнитных свойствах имеет меньший коэффициент заполнения $k_з$. Эта сталь для получения пакета заданных размеров требует изготовления, отжига и укладки при сборке магнитной системы большего числа пластин по сравнению со сталью большей толщины. В табл. 2.3 показано сравнение современных марок стали по этим показателям.

В основной массе силовых трансформаторов с учетом трудоемкости отдельных технологических операций, магнитных свойств и цены стали используются стали марок 3404 и 3405 толщиной 0,35 и 0,30 мм. В тех случаях, когда низкие потери являются решающим фактором, может использоваться сталь толщиной 0,27 мм.

Весьма важное значение при расчете трансформатора

Таблица 2.3. Сравнение стали толщиной 0,35, 0,30 и 0,27 мм по ГОСТ 21427.1-83

Толщина, мм	Марка стали	Относительные удельные потери, %	Относительная цена, %	Относительное число пластин в пакетах равной толщины, %	$k_з$
0,35	3404 3405	100 94	100 104,1	100	0,97
0,30	3404 3405	94 87,5	104,1 108,2	115	0,96
0,27	3405 3406	86,5 81,3	109,6 112,7	127	0,95

имеет правильный выбор индукции в стержне магнитной системы. В целях уменьшения количества стали магнитной системы, массы металла обмоток и стоимости активной части следует выбирать возможно большее значение расчетной индукции, что, однако, связано с относительно малым увеличением потерь и существенным увеличением тока холостого хода трансформатора. Уменьшение расчетной индукции приводит к получению лучших параметров холостого хода (главным образом тока) за счет увеличения массы материалов и стоимости активной части. Верхний предел

Таблица 2.4. Рекомендуемая индукция в стержнях трансформаторов *B*, Тл

Марка стали	Мощность трансформатора *S*, кВ·А		
	до 16	25—100	160 и более
	Масляные трансформаторы		
3411, 3412, 3413	1,45—1,50	1,50—1,55	1,55—1,60
3404, 3405, 3406, 3407, 3408	1,50—1,55	1,55—1,60	1,55—1,65
	Сухие трансформаторы		
3411, 3412, 3413	1,35—1,40	1,40—1,45	1,45—1,55
3404, 3405, 3406, 3407, 3408	1,40—1,45	1,50—1,55	1,50—1,60

Примечания: 1. В магнитных системах трансформаторов мощностью от 100 000 кВ·А и более допускается индукция до 1,7 Тл.

2. При горячекатаной стали в магнитных системах масляных трансформаторов индукция до 1,4—1,45, сухих — до 1,2—1,3 Тл.

индукции обычно определяется допустимым значением тока холостого хода (см. § 11.1).

Рекомендуемые значения расчетной индукции в стержнях современных масляных и сухих трансформаторов при использовании современных марок холоднокатаной стали приведены в табл. 2.4.

Холоднокатаная электротехническая текстурованная сталь для трансформаторного производства выпускается также в ряде зарубежных стран — Англии, США, Франции, ФРГ, Швеции, Японии. Марки этой стали можно отнести к трем основным типам: марка М6 — сталь толщиной 0,35 мм с удельными потерями при $B=1{,}5$ Тл и $f=50$ Гц около 1,10—1,12 Вт/кг; марка М5 — сталь толщиной 0,35—0,30 мм и удельными потерями 1,07—0,97 Вт/кг и марка М4 — сталь толщиной 0,30—0,28 мм с удельными потерями 0,95—0,89 Вт/кг. Коэффициенты заполнения для этих марок стали могут быть приняты по табл. 2.2.

2.3. КОНСТРУКЦИИ МАГНИТНЫХ СИСТЕМ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Первой задачей, решаемой при проектировании магнитной системы силового трансформатора, является выбор ее конструктивной схемы. Плоская магнитная система (см. рис. 2.1) может быть принята для производства на любом современном трансформаторном заводе. Пространственные магнитные системы по рис. 2.6, позволяющие получить экономию электротехнической стали и уменьшение потерь холостого хода до 9—10 %, применяются в трансформаторах мощностью до 630 кВ·А. Не исключено их применение и при мощностях 1000—6300 кВ·А. Для изготовления пространственных магнитных систем по рис. 2.6 необходимо иметь специальное оборудование для навивки и длительного отжига навитых частей, а для конструкции по рис. 2.6, *б* — также и для нарезки ленты переменной ширины и намотки обмоток непосредственно на магнитную систему.

При расчете плоской магнитной системы из рулонной холоднокатаной стали должен быть выбран план шихтовки пластин. Наименьшие потери и ток холостого хода могут быть получены при шихтовке с косыми стыками пластин в шести углах (рис. 2.17, *а*). Существенно проще технология заготовки пластин и сборки магнитной системы по рис. 2.17, *б* с косыми стыками в четырех и прямыми в двух углах при несколько более высоких потерях и токе холостого хода. Средней по технологической сложности и параметрам холостого хода является схема по рис. 2.17, *в* с косыми сты-

ками в четырех и комбинированными «полукосыми» в двух углах. Наибольшее распространение получила схема по рис. 2.17, *б* и меньшее — схемы по рис. 2.17, *а* и *в*.

При расчете и конструировании магнитной системы трансформатора в первую очередь должны быть предусмотрены: получение возможно меньших потерь и тока холостого хода, минимальный расход электротехнической стали и возможно больший коэффициент заполнения сталью пространства внутри обмоток. Магнитная система (остов) служит также и механической основой трансформатора. На остове располагаются и укрепляются обмотки и отводы от обмоток, и в некоторых конструкциях на остове в процессе сборки трансформатора укрепляется крышка бака с вводами и различной арматурой.

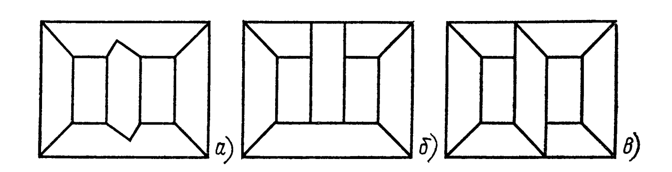


Рис. 2.17. Варианты плана шихтовки магнитной системы:
а — косые стыки в шести углах; *б* — косые стыки в четырех и прямые — в двух углах; *в* — сочетание косых стыков с комбинированными

Для того чтобы магнитная система, собранная из массы пластин тонколистовой стали, обладала достаточной устойчивостью, могла выдерживать механические силы, возникающие между обмотками при коротком замыкании, и не разваливалась при подъеме остова или активной части, ее верхнее и нижнее ярма должны быть надежно соединены механически.

Таким соединением верхних и нижних ярмовых балок в остове с плоской магнитной системой могут служить вертикальные шпильки, расположенные вне обмоток ВН (см. рис. 2.7) и достаточно от них удаленные или надежно изолированные. В масляных трансформаторах такие шпильки применяют при напряжениях обмоток ВН — 10, 35 и 110 кВ, а в сухих до 10 кВ. Вертикальные шпильки также могут быть использованы для осевой прессовки обмоток за счет небольшого сдвига вниз верхних ярмовых балок.

В масляных трансформаторах при напряжениях обмоток ВН от 150 кВ и выше и в сухих при напряжениях 10 кВ

и выше предпочтительнее соединять верхние и нижние ярмовые балки прессующими пластинами стержня, положенными под бандаж по оси крайнего пакета стержня и сцепленными механически с ярмовыми балками. Чтобы избежать возникновения замкнутого магнитного контура, образованного верхними и нижними ярмовыми балками и связывающими их пластинами, эти полосы изготовляют из немагнитной стали и тщательно изолируют от ярмовых балок прокладками из электроизоляционного картона.

При наличии прессующих пластин верхние ярмовые балки не могут сдвигаться вниз и в остове с плоской магнитной системой осевая прессовка обмоток должна осуществляться прессующими кольцами — разрезными и заземленными металлическими или неразрезными из твердого диэлектрика, расположенными между обмоткой и верхним ярмом. При соединении ярмовых балок шпильками прессующие кольца обычно устанавливаются при мощностях, превышающих 1600 кВ·А. При наличии прессующих колец изоляционное расстояние от обмотки ВН до верхнего ярма увеличивается согласно примечанию 2 к табл. 4.5.

В остове с пространственной магнитной системой по рис. 2.6, *а* шпильки, соединяющие верхнее и нижнее ярма, пропускаются внутри стержня сквозь отверстия в его центральном пакете. В навитой конструкции по рис. 2.6, *б* механическое соединение ярм не требуется.

Поперечное сечение стержня в стержневых магнитных системах обычно имеет вид симметричной ступенчатой фигуры, вписанной в окружность (рис. 2.18). Диаметр этой окружности d называется диаметром стержня трансформатора и является одним из основных его размеров. Ступенчатое сечение стержня (и ярма) образуется сечениями пакетов пластин. При этом пакетом называется стопа пластин одного размера. Чистое сечение стали в поперечном сечении стержня или ярма называется активным сечением стержня или ярма.

Число ступеней, определяемое по числу пакетов стержня в одной половине круга, может быть различным. Увеличение числа ступеней увеличивает коэффициент заполнения площади круга $k_{кр}$ площадью ступенчатой фигуры, но одновременно увеличивает число типов пластин, имеющих различные размеры, чем усложняет заготовку пластин и сборку магнитной системы.

Для ориентировки в этом вопросе могут служить табл. 2.5 и 2.6, в которых приведены значения чисел ступеней в

Таблица 2.5. **Число ступеней в сечении стержня современных**

Показатель		Прессовка стержня расклиниванием		
Мощность трансформатора S, кВ·А		До 16		
Ориентировочный диаметр стержня d, м		До 0,08		
Без прессующей пластины	Число ступеней	1	2	3
	Коэффициент $k_{кр}$	0,636	0,786	0;851
С прессующей пластиной	Число ступеней	—	—	—
	Коэффициент $k_{кр}$	—	—	—

Показатель		Прессовка стержня бандажами,		
Мощность трансформатора S, кВ·А		1000—1600		2500—
Ориентировочный диаметр стержня d, м		0,24—0,26	0,28— —0,30	0,32— —0,34
Без прессующей пластины	Число ступеней	8	8	9
	Коэффициент $k_{кр}$	0,925	0,928	0,929
С прессующей пластиной	Число ступеней	7	7	8
	Коэффициент $k_{кр}$	0,900	0,9— —0,91	0,912

Примечания: 1. В коэффициенте $k_{кр}$ учтено наличие охлаждающих
2. При использовании таблицы для однофазного или трехобмоточного транс-
3. Для пространственной магнитной системы по рис. 2.6, *а* значение $k_{кр}$,
4. Для пространственной навитой магнитной системы по рис. 2.6, *б* принимать

с обмоткой, сечение стержня без каналов

16	25	40—100	160—630		
0,08	0,09	0,10—0,14	0,16—0,18	0,20	0,22
4	5	6	6	7	8
0,861	0,890	0,91—0,92	0,913	0,918	0,928
—	—	—	—	6	7
—	—	—	—	0,884	0,901

Продолжение табл. 2.5

сечение стержня диаметром от 0,36 м и выше имеет продольные каналы

6300	10 000	16 000	25 000	32 000	80 000
0,36— —0,38	0,40— —0,42	0,45—0,50	0,53—0,56	0,60—0,67	0,71—0,75
9	11	14	15	16	16
0,913	0,922	0,927	0,927	0,929	0,931
8	10	13	14	15	15
0,89— —0,90	0,907	0,912	0,914	0,918	0,920

каналов в сечении стержня.

форматора его мощность умножить на 1,5.
полученное из таблицы, уменьшить на 0,02.

$k_{кр}$ =0,905.

Таблица 2.6. Число ступеней в сечении стержня современных трехфазных сухих трансформаторов

Мощность трансформатора S, кВ·А	До 10	10	16—100		160—400		630—1000	1600
Ориентировочный диаметр стержня d, м	До 0,08	0,08	0,09—0,14		0,16—0,22		0,24—0,26	0,28—0,32
Число ступеней	3	4	5	6	7	8	7	8
Коэффициент $k_{кр}$	0,851	0,877	0,915	0,920	0,930	0,935	0,800	0,820
Наличие продольных каналов	Без каналов						Один канал	Два канала

Примечания: 1. В коэффициенте $k_{кр}$ учтено наличие охлаждающих каналов в сечении стержня.

2. До диаметра стержня d=0,22 м стержень прессуется расклиниванием с обмоткой, при d>0,22 м прессовка осуществляется бандажами.

3. При использовании таблицы для однофазного трансформатора его мощность умножить на 1,5.

стержнях современных трехфазных масляных и сухих трансформаторов различной мощности.

Ширина пластин, определяющая ширину и толщину пакетов, образующих сечение стержня, выбирается так, чтобы

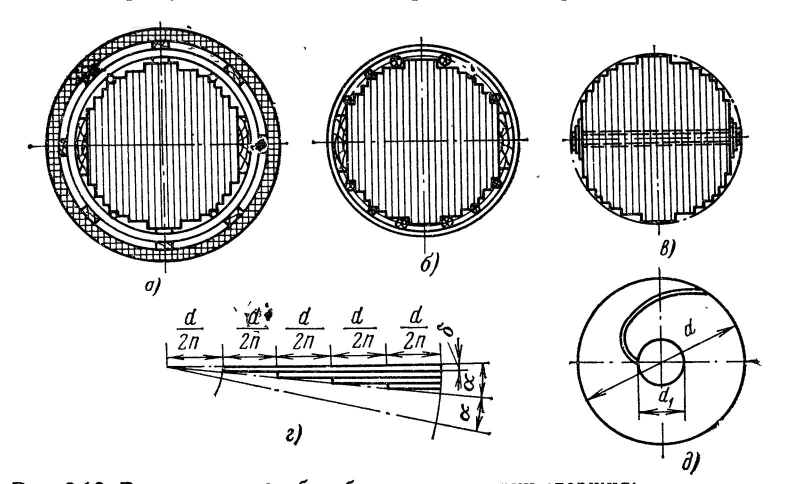


Рис. 2.18. Различные способы сборки и прессовки стержня:

а — путем расклинивания с жестким цилиндром обмотки НН; *б* — бандажи из стеклоленты; *в* — сквозными стяжными шпильками; сборка стержня: *г* — из радиально расположенных пластин; *д* — из пластин эвольвентной формы

при заданном диаметре было обеспечено получение наибольшего сечения стержня при максимальном использовании и минимальных отходах листовой или рулонной стали. Для ширины пластин существует нормализованная шкала (см. § 8.1).

Стержни и ярма шихтованной магнитной системы должны быть стянуты и скреплены так, чтобы остов представлял собой достаточно жесткую конструкцию как механическая основа трансформатора. Стяжка и крепление остова должны обеспечивать его достаточную прочность после расшихтовки верхнего ярма при насадке обмоток, подъеме активной части трансформатора и коротком замыкании на его обмотках, а также отсутствие свободной вибрации пластин и минимальный уровень шума при работе трансформатора в сети. Эти требования достаточно хорошо удовлетворяются при равномерно распределенном напряжении сжатия между пластинами стержня и ярма при сборке 0,4—0,6 МПа (40—60 Н/см^2), считая по среднему, т. е. наиболее широкому пакету.

Прессовка стержней может осуществляться различными способами. При мощности трехфазного трансформатора до 630 кВ·А и диаметре стержня до 0,22 м включительно хорошие результаты дает прессовка его без применения специальных конструкций путем забивания деревянных стержней и планок между стержнем и обмоткой НН или ее жестким изоляционным бумажно-бакелитовым цилиндром (рис. 2.18, *а*). Стержни трансформаторов большей мощности — от 1000 кВ·А и выше — при диаметре $d>0{,}22$ м нуждаются в более надежной прессовке. В этом случае хороший результат может быть достигнут при стяжке стержня бандажами из стеклоленты, расположенными по высоте стержня на расстояниях 0,12—0,15 м один от другого (рис. 2.18, *б*).

Перед наложением бандажей при сборке на специальном стенде стержни поочередно опрессовывают прессующей балкой с общим усилием от 0,4 до 1—2 МН, создающей необходимое напряжение сжатия между пластинами, или при помощи временных технологических бандажей, затягиваемых вручную. Намотка бандажей из стеклоленты производится на опрессованные стержни. Этот способ стяжки обеспечивает равномерное сжатие всего стержня и достаточную механическую прочность остова трансформатора. Возможна также стяжка стержней бандажами из стальной ленты, размещаемыми на расстоянии 0,12—0,24 м один от другого. Эти бандажи должны замыкаться на пряжках из

диэлектрика во избежание появления короткозамкнутого витка и должны заземляться во избежание накопления на них электрических зарядов.

Конструкция прессовки стержня шпильками, проходящими сквозь пластины всех его пакетов (рис. 2.18, *в*), вынужденно применявшаяся в течение ряда лет в магнитных системах из листовой стали, не обеспечивает равномерного распределения силы прессовки между пакетами, способствует появлению «веера», т. е. расхождения пластин на краях пакетов и требует наличия на заводе большого прессового и инструментального хозяйства. При такой конструкции прессовки стержней и ярм увеличиваются удельные потери в стали и уменьшается ее магнитная проницаемость. Поэтому в магнитных системах трансформаторов, изготовляемых из рулонной холоднокатаной стали, она не применяется, но используется в конструкциях реакторов.

В навитой магнитной системе по рис. 2.5, *з* при навивке из лент различной ширины сечение стержня (и ярма) будет ступенчатым, а в системе по рис. 2.6, *б* при навивке из ленты переменной ширины — составленным из двух полукруглых сечений. Эти магнитные системы после навивки и отжига их частей скрепляются бандажами из стеклоленты. Стержни стыковой пространственной магнитной системы по рис. 2.6, *а* собираются из пластин разной ширины и одинаковой длины и после опрессовки стягиваются бандажами. В центральном пакете стержня такой магнитной системы во время его сборки оставляется квадратное отверстие для прохода осевой шпильки, соединяющей верхнее и нижнее ярма.

Сечение стержня может быть образовано не только набором пакетов плоских пластин (рис. 2.18, *а—в*), но также и радиальной шихтовкой плоских пластин (рис. 2.18, *г*) или набором пластин, изогнутых по форме цилиндрической эвольвентной поверхности (рис. 2.18, *д*). Оба эти способа сборки магнитной системы предусматривают стыковую конструкцию остова с отдельно собираемыми стержнями и ярмами. Ярма наматываются из рулонной стали или выполняются в виде набора плоских пакетов. Конструкция с пластинами эвольвентной формы удобна тем, что каждый стержень собирается из пластин одного размера. Ширина пластины (длина эвольвентной линии) зависит только от диаметров стержня — внутреннего d_1 и внешнего d.

Надлежащая прессовка стержня для этих двух конструкций может быть достигнута путем стяжки бандажами из стальной ленты или стеклоленты.

Коэффициент заполнения площадки круга $k_{кр}$ при радиальном рас-

положении пластин может быть найден по рис. 2.18, *г*. Площадь круга может быть представлена в виде ряда элементарных секторов с углом α. Площадь сектора $П_{сект}=dn\delta/(2\cdot 2)$; площадь, не заполненная пластинами (n треугольников), $П_0=nd\delta/(2n\cdot 2)=d\delta/4$, тогда

$$k_{кр}=(П_{сект}-П_0)/П_{сект}=(n-1)/n.$$

Коэффициент заполнения не зависит от диаметра стержня и толщины пластин. Для $n=4$, 5, 6, 7 и 8 $k_{кр}=0{,}75$; 0,8; 0,833; 0,857 и 0,875.

При эвольвентной форме пластин (рис. 2.18, *д*) и общей площади круга $П_{кр}=\pi d^2/4$ незаполненными оказываются площадь в центре круга $П_{01}=\pi d_1^2/4$ и площади элементарных треугольников по внешней окружности стержня. Приближенно эти площади для n пластин можно найти так:

$$П_{02}=n\pi d\delta/(2n)=\pi d\delta/2,$$

коэффициент заполнения

$$k_{кр}=\frac{П_{кр}-П_{01}-П_{02}}{П_{кр}}=\frac{d^2-d_1^2-2d\delta}{d^2}=1-\frac{d_1^2}{d^2}-\frac{2\delta}{d}.$$

Ширина пластины (развертка эвольвенты)

$$b=\frac{d}{4k}(k^2-1-2k\delta),$$

где $k=d/d_1$.

Стержни диаметром до 0,36 м обычно достаточно хорошо охлаждаются маслом, омывающим их наружную поверхность. При диаметре от 0,36 м и выше для обеспечения надежного охлаждения внутренних частей стержня между его пакетами делаются охлаждающие каналы. Эти каналы могут быть продольными по отношению к пластинам стержня или поперечными. Продольные каналы стержня продолжаются и в ярмах. Вертикальный поперечный канал стержня обычно переходит в горизонтальный поперечный канал ярма, разделяя магнитную систему на отдельные «рамы» так, как это показано, например, для однофазного трансформатора на рис. 2.19. В стержнях обычно делают не более одного поперечного канала.

Размеры и число каналов в современных трансформаторах при различных диаметрах стержня приведены в табл. 2.7.

Для диаметров стержней силовых трансформаторов принят стандарт, который содержит следующие нормализованные диаметры, м: 0,08; 0,085; 0,09; 0,092; 0,095; 0,10; 0,105; 0,11; 0,115; 0,12; 0,125; 0,13; 0,14; 0,15; 0,16; 0,17; 0,18; 0,19;

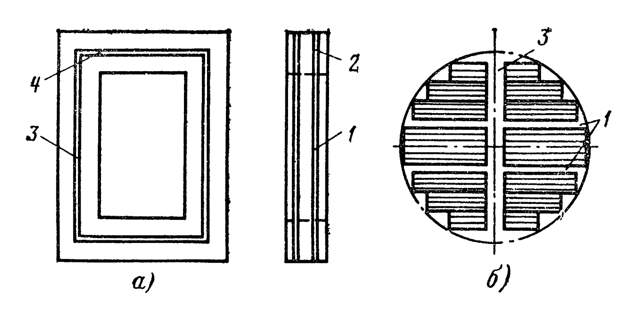


Рис. 2.19. Схема двухрамной магнитной системы однофазного трансформатора:

а — расположение каналов в системе; *б* — сечение стержня; *1* и *2* — продольные каналы стержня и ярма; *3* и *4* — поперечные каналы

Таблица 2.7. **Ориентировочное число продольных по отношению к листам и поперечных охлаждающих каналов. Трехфазные трансформаторы**

а) Масляные трансформаторы

Мощность трансформатора S, кВ·А	До 4000	6300—16 000	25 000—32 000	40 000—80 000
Ориентировочный диаметр стержня d, м	До 0,34	0,36—0,48	0,50—0,60	0,63—0,75
Число продольных каналов	—	1	2	3

б) Сухие трансформаторы

Мощность трансформатора S, кВ·А	До 400	630—1000	1600
Ориентировочный диаметр стержня d, м	До 0,22	0,24—0,25	0,28—0,32
Число продольных каналов	—	1	2

Примечания: 1. В масляных трансформаторах ширина продольного канала 6, поперечного — 10 мм.

2. В сухих трансформаторах ширина продольного канала 20 мм.

0,20; 0,21; 0,22; 0,225; 0,23; 0,24; 0,245; 0,25; 0,26; 0,27; 0,28; 0,29; 0,30; 0,31; 0,32; 0,33; 0,34; 0,35; 0,36; 0,37; 0,38; 0,39; 0,40; 0,42; 0,45; 0,48; 0,50; 0,53; 0,56; 0,60; 0,63; 0,67; 0,71; 0,75 — для магнитных систем без поперечных каналов и

0,80; 0,85; 0,875; 0,90; 0,925; 0,95; 0,975; 1,00; 1,03; 1,06; 1,12; 1,15; 1,18; 1,22; 1,25; 1,28; 1,32; 1,36; 1,40; 1,45; 1,50 — для магнитных систем, имеющих поперечные охлаждающие каналы.

При определении активного сечения стержня, т. е. чистого сечения стали в площади круга с диаметром стержня d, в предварительном расчете, когда размеры пакетов пластин стержня еще не установлены, обычно пользуются коэффициентом заполнения сталью $k_с$, равным отношению активного сечения $П_с$ к площади круга диаметром d. Этот коэффициент равен произведению двух коэффициентов — коэффициента заполнения площади круга площадью $П_{ф,с}$ ступенчатой фигуры сечения стержня $k_{кр}$ и коэффициента заполнения площади ступенчатой фигуры $П_{ф,с}$ чистой сталью $k_з$

$$k_{кр} = 4П_{ф,с}/(\pi d^2); \quad П_{ф,с} = k_{кр}\pi d^2/4;$$

$$k_з = 4П_с/(k_{кр}\pi d^2); \quad П_с = k_{кр}k_з\pi d^2/4;$$

$$П_с = k_с\pi d^2/4; \quad k_с = k_{кр}k_з.$$

Ориентировочные практические значения коэффициента $k_{кр}$ для различных диаметров стержня при оптимальных размерах пластин и пакетов за вычетом сечений охлаждающих каналов и с учетом места, занимаемого прессующими пластинами стержня, приведены в табл. 2.5 и 2.6, данными которых можно пользоваться в предварительном расчете. При окончательном расчете магнитной системы сечение стержня определяется по табл. 8.1—8.5 или по реальным размерам пакетов стержня.

Для магнитной системы по рис. 2.6 *а* $k_{кр}$ принимается по табл. 2.5 с прим. 3, для магнитной системы по рис. 2.6, *б* — по этой таблице с прим. 4.

Коэффициент $k_з$ выбирается по табл. 2.2 в соответствии с видом стали — рулонная или листовая, с типом изоляционного покрытия и принятой технологией сборки магнитной системы.

Выбор правильной формы и размеров поперечного сечения ярма, особенно в магнитных системах, собираемых из холоднокатаной текстурованной стали, играет существенную роль. Наиболее рациональной является многоступенчатая форма сечения ярма с числом ступеней, равным числу ступеней в сечении стержня, и активным сечением, равным или несколько большим активного сечения стержня. Для обеспечения более равномерного сжатия ярма между яр-

мовыми балками обычно два-три крайних пакета объединяют, несколько увеличивая их общее сечение (рис. 2.20, *а*). При такой форме ярма магнитный поток (индукция) практически равномерно распределяется по сечению стержня и ярма, а активное сечение ярма оказывается несколько больше активного сечения стержня, что учитывается коэффициентом усиления ярма, равным отношению $П_я/П_с$,

$$k_я = П_я/П_с.$$

Для нормализованных размеров пакетов пластин по табл. 8.2—8.5 можно принять $k_я = 1{,}02 \div 1{,}03$. Возможна также форма ярма по рис. 2.20, *б*, дающая некоторую эко-

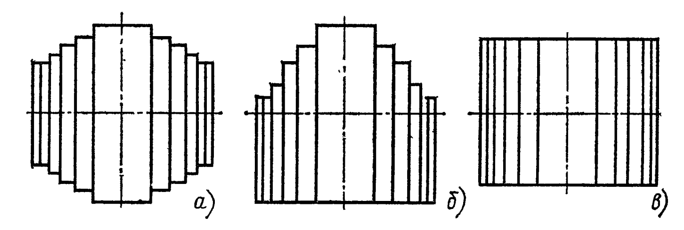


Рис. 2.20. Формы поперечного сечения ярма

номию стали в местах прилегания стержней и ярм — до 1,5—2 % массы стали магнитной системы.

В целях упрощения сборки остова и уменьшения числа пластин с различными размерами, а также упрощения опорных конструкций обмоток в магнитных системах трансформаторов в течение ряда лет применялась упрощенная форма сечения ярма — с одной-двумя ступенями или прямоугольная (рис. 2.20, *в*). При такой форме сечения ярма возникает неравномерное распределение магнитных потоков и индукции в стыкующихся пакетах стержня и ярма, что ведет к повышению потерь и тока холостого хода, особенно в магнитных системах, собираемых из анизотропной стали.

В современных конструкциях плоских магнитных систем трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А, собираемых из холоднокатаной стали, прессовка ярм осуществляется при помощи стальных ярмовых балок, стягиваемых шпильками, вынесенными за пределы ярма (рис. 2.21, *а*). Стальная шпилька над средним стержнем иногда заменяется стальной скобой с нажимным болтом. В трансформаторах большей мощности — от 10 000 кВ·А и выше — ярмо прессуется при помощи стальных полубандажей, стягивающих две ярмовые

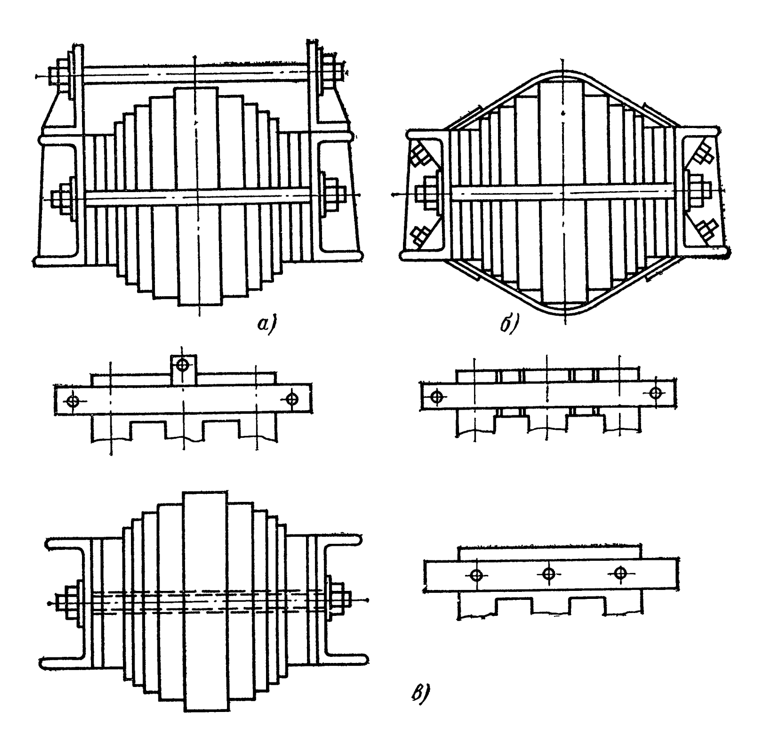


Рис. 2.21. Различные способы прессовки ярма ярмовыми балками:

а — внешними шпильками; *б* — стальными полубандажами и внешними шпильками; *в* — сквозными шпильками

балки и изолированных от балок (рис. 2.21, *б*). Прессовка ярма шпильками, проходящими сквозь ярмо и изолированными от ярма и балок, применяется только в конструкциях реакторов (рис. 2.21, *в*).

В соответствии с высказанными соображениями при выборе способов прессовки стержней и ярм, формы сечения и коэффициента усиления ярма для современных трансформаторов с магнитными системами, собираемыми из холоднокатаной стали, можно воспользоваться рекомендациями табл. 2.8. При отступлении от этих рекомендаций следует считаться с возможным увеличением потерь и тока холостого хода соответственно на 9—25 и 50—200 % при стяжке стержней и ярм сквозными шпильками при шаге отверстий от 0,24 до 0,12 м и на 5—8 % при упрощении формы сечения ярма.

Таблица 2.8. **Выбор способа прессовки стержней и ярм, формы сечения и коэффициента усиления ярма для современных масляных и сухих трансформаторов**

Мощность трансформатора S, кВ·А	Прессовка стержней	Прессовка ярм	Форма сечения ярма	Коэффициент усиления ярма
25—100	Расклиниванием с обмоткой (рис. 2.18, *а*)	Балками, стянутыми шпильками, расположенными вне ярма (рис. 2.21, *а*)	3—5 ступеней	1,025
160—630			С числом ступеней на одну-две меньше числа ступеней стержня	1,015—1,025
1000—6300	Бандажами из стеклоленты (рис. 2.18, *б*)	Балками, стянутыми стальными полубандажами (рис. 2.21, *б*)		

Глава третья

РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ РАЗМЕРОВ ТРАНСФОРМАТОРА

3.1. ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТ И СХЕМА РАСЧЕТА ТРАНСФОРМАТОРА

В задании на проект двухобмоточного трансформатора должны быть указаны следующие данные:

1) полная мощность трансформатора S, кВ·А;
2) число фаз m;
3) частота f, Гц;
4) номинальные линейные напряжения обмоток высшего и низшего напряжений U_2 и U_1, В; способ регулирования напряжения — переключение без возбуждения (ПБВ) или регулирование под нагрузкой (РПН), число ступеней, напряжение ступени и пределы регулирования напряжения;
5) схема и группа соединения обмоток;
6) способ охлаждения трансформатора;
7) режим нагрузки — продолжительный, кратковременный или другой. При кратковременном или другом режиме должны быть указаны его параметры — продолжительность работы и интервалов и отдаваемая трансформатором мощность (или ток);

8) характер установки — внутренняя или наружная, т. е. внутри помещения или на открытом пространстве.

Кроме этих данных в задании обычно указываются некоторые параметры трансформатора:

1) напряжение короткого замыкания $u_к$, %;
2) потери короткого замыкания $P_к$, Вт;
3) потери холостого хода $P_х$, Вт;
4) ток холостого хода i_0, %.

В задании, как правило, должно быть обусловлено соответствие трансформатора требованиям определенного ГОСТ. Могут быть поставлены также некоторые дополнительные условия, например определенная марка стали, выполнение обмоток из медного или алюминиевого провода и др.

Если в двухобмоточном трансформаторе предусматривается расщепление обмоток на две части, то должны быть указаны напряжения двух частей обмотки НН. Номинальная мощность каждой из этих частей обычно принимается равной половине номинальной мощности трансформатора.

Для трехобмоточного трансформатора указывают мощности каждой из трех обмоток, если они различны (номинальной считается наибольшая из мощностей трех обмоток), номинальные напряжения трех обмоток, соответственно схемы и группы соединения обмоток, три значения напряжения короткого замыкания, отнесенного к номинальной мощности трансформатора, и три значения потерь короткого замыкания для трех пар обмоток ВН и СН, ВН и НН, СН и НН.

В задании на расчет силового автотрансформатора обычно указывается его «проходная» мощность $S_{прох}$, равная произведению линейного напряжения U на линейный ток, $S_{прох}=UI\cdot 10^{-3}$ у однофазного и $S_{прох}=\sqrt{3}UI\cdot 10^{-3}$ у трехфазного автотрансформатора. В задании указываются также первичное U и вторичное U' номинальные линейные напряжения и сетевое напряжение короткого замыкания $u_{к,с}$, т. е. отнесенное к большему из двух номинальных напряжений — U или U'.

При проектировании трансформатора в соответствии с заданием должно быть также обеспечено его соответствие современным требованиям к электрической и механической прочности и нагревостойкости обмоток и других частей и к экономичности его работы в эксплуатации. Экономичность трансформатора в эксплуатации определяется путем сопо-

ставления стоимости трансформатора, отнесенной к определенному промежутку времени, с эксплуатационными затратами за этот промежуток и зависит в значительной мере от правильного выбора таких его параметров, как потери холостого хода и короткого замыкания. Для силового трансформатора уровни потерь холостого хода и короткого замыкания обычно устанавливаются таким путем при проектировании новых серий и разработке новых стандартов. При индивидуальном проектировании силового трансформатора общего или специального назначения параметры холостого хода и короткого замыкания, как правило, задаются соответствующим ГОСТ. Получение определенных параметров достигается рациональным выбором основных размеров трансформатора, а также подбором соответствующих удельных нагрузок активных материалов — индукции в магнитной системе и плотности тока в обмотках.

Соблюдение упомянутых выше основных требований должно сочетаться с возможностью удешевления производства и уменьшения себестоимости трансформатора. Следует, однако, заметить, что увеличение себестоимости трансформатора при использовании материалов лучшего качества, хотя и более дорогих, при усложнении некоторых технологических операций или введении в технологический процесс новых операций, существенно улучшающих параметры трансформатора или повышающих его надежность, в большинстве случаев оправдывается при экономической оценке трансформатора.

Задача построения трансформатора, отвечающего современным требованиям эксплуатации, а также наиболее простого и дешевого в производстве, решается определением тех воздействий, которым он подвергается в эксплуатации, рациональным выбором его конструкции, правильным выбором размеров и материала отдельных его частей и конструктивных деталей и правильно организованным технологическим процессом его изготовления, учитывающим свойства применяемых материалов и назначение трансформатора. Ряд рекомендаций по этим вопросам дается в главах, посвященных расчету магнитных систем, обмоток и других частей трансформатора.

Расчет трансформатора тесно связан со вторым этапом проектирования — конструированием. На самых первых стадиях расчета необходимо произвести выбор основной конструктивной схемы трансформатора, а также в ходе расчета выбирать конструкции его отдельных частей — магнит-

ной системы, обмоток, изоляционных деталей, отводов и т. д. Поэтому, приступая к работе, расчетчик должен иметь ясное представление о современных конструкциях частей трансформатора, практически возможных пределах их применения, достоинствах и недостатках.

Для облегчения работы расчетчика в тексте некоторых глав приводятся краткие сведения по конструкции частей трансформатора — остова, обмоток, бака и т. д. — в объеме, минимально необходимом для расчета, и даются рекомендации по выбору этих конструкций.

До начала проектирования следует также установить некоторые технологические операции, как, например, способ изготовления и обработки (удаление заусенцев, отжиг) пластин или других элементов магнитной системы, способ заливки трансформатора маслом и т. д., оказывающие существенное влияние на некоторые параметры трансформатора. Рекомендации по технологическим вопросам даются в тексте соответствующих глав.

Отдельные стадии расчета могут чередоваться в той или иной последовательности в зависимости от удобства выполнения этой работы, однако всегда желательно придерживаться такого порядка, который обеспечивает наименьшую затрату времени и требует наименьшего количества повторных пересчетов. Необходимость получения трансформатора с определенными параметрами заставляет производить некоторые исправления на проделанном этапе расчета, если заданные параметры не получаются сразу. Во избежание больших переделок выполненной части расчета рекомендуется всю схему расчета строить так, чтобы заданные параметры $P_к$, $P_х$ и $u_к$ учитывались уже при выборе исходных данных и определении основных размеров трансформатора и подгонялись к норме на возможно более ранних стадиях расчета. Этим условиям отвечает схема расчета трансформатора, приведенная ниже. Применительно к этой схеме построены все изложение материала и примеры расчетов трансформаторов.

Схема расчета трансформатора

1. Определение основных электрических величин (гл. 3 и 4):

а) линейных и фазных токов и напряжений обмоток ВН и НН;

б) испытательных напряжений обмоток;

в) активной и реактивной составляющих напряжения короткого замыкания.

2. Расчет основных размеров трансформатора (гл. 2, 3 и 4):

а) выбор схемы, конструкции и технологии изготовления магнитной системы;

б) выбор марки и толщины листов стали и типа изоляции пластин, индукции в магнитной системе;

в) выбор материала обмоток;

г) предварительный выбор конструкции обмоток (гл. 5);

д) выбор конструкции и определение размеров основных изоляционных промежутков главной изоляции обмоток;

е) предварительный расчет трансформатора и выбор соотношения основных размеров β с учетом заданных значений $u_к$, $P_к$ и $P_х$ по § 3.4—3.7 или только по § 3.7;

ж) определение диаметра стержня и высоты обмотки, предварительный расчет магнитной системы.

3. Расчет обмоток НН и ВН (гл. 5 и 6):

а) выбор типа обмоток НН и ВН;

б) расчет обмотки НН;

в) расчет обмотки ВН.

4. Определение параметров короткого замыкания (гл. 7):

а) потерь короткого замыкания — основных и добавочных в обмотках, добавочных в элементах конструкции;

б) напряжения короткого замыкания;

в) механических сил в обмотках.

5. Окончательный расчет магнитной системы. Определение параметров холостого хода (гл. 8):

а) размеров пакетов и активных сечений стержня и ярма;

б) массы стержней и ярм и массы стали;

в) потерь холостого хода;

г) тока холостого хода.

6. Тепловой расчет и расчет системы охлаждения (гл. 9):

а) поверочный тепловой расчет обмоток;

б) расчет системы охлаждения (бака, радиаторов, охладителей). Определение габаритных размеров трансформатора:

в) превышений температуры обмоток и масла над воздухом;

г) массы масла и основных размеров расширителя.

7. Экономический расчет (гл. 1 и 3):

а) расчет расхода активных и конструктивных материалов;

б) ориентировочный расчет себестоимости и цены трансформатора;

в) определение приведенных годовых затрат и оценка экономичности рассчитанного трансформатора.

3.2. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Расчет трансформатора начинается с определения основных электрических величин — мощности на одну фазу и стержень, номинальных токов на стороне ВН и НН, фазных токов и напряжений.

Мощность одной фазы трансформатора, кВ·А,

$$S_ф = S/m. \tag{3.1}$$

Мощность на одном стержне

$$S' = S/c, \tag{3.2}$$

где c — число активных (несущих обмотки) стержней трансформатора; S — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Для трехобмоточного трансформатора под мощностью S следует понимать наибольшее из трех значений номинальной мощности для обмоток ВН, СН и НН.

Номинальный (линейный) ток обмотки ВН, СН и НН трехфазного трансформатора, А,

$$I = S \cdot 10^3/(\sqrt{3}\,U), \tag{3.3}$$

где S — мощность трансформатора, кВ·А; для трехобмоточного трансформатора S — мощность соответствующей обмотки ВН, СН или НН; U — номинальное линейное напряжение соответствующей обмотки, В.

Для расщепленных обмоток S — мощность соответствующей части обмотки. В трансформаторах классов напряжения 35—500 кВ, отвечающих требованиям современных стандартов, расщепление обмотки производится на две части, равные по мощности.

Номинальный ток однофазного трансформатора, А,

$$I = S \cdot 10^3/U. \tag{3.4}$$

Фазный ток обмотки одного стержня трехфазного трансформатора, А:

при соединении обмоток в звезду или зигзаг

$$I_ф = I, \tag{3.5}$$

при соединении обмоток в треугольник

$$I_ф = I/\sqrt{3}, \tag{3.6}$$

где номинальный ток I определяется по (3.3).

Фазное напряжение трехфазного трансформатора, В: при соединении в звезду или зигзаг

$$U_ф = U/\sqrt{3}, \tag{3.7}$$

при соединении в треугольник

$$U_ф = U; \tag{3.8}$$

здесь U — номинальное линейное напряжение соответствующей обмотки, В.

При соединении в зигзаг результирующее фазное напряжение образуется геометрическим сложением напряжений двух частей обмотки, находящихся на разных стержнях (рис. 3.1). В силовых трансформаторах общего назначения обе части обмотки на каждом стержне имеют равное число витков. В этом случае фазное напряжение образуется суммой равных напряжений двух частей обмотки, сдвинутых на 60°. Напряжение одной части обмотки фазы при этом может быть получено из формулы

$$U' = U_ф/(2\cos 30°) = U_ф/\sqrt{3}.$$

Общее число витков такой обмотки на одном стержне будет определяться не $U_ф$, как при соединении в звезду, а $2U_ф/\sqrt{3}$, т. е. увеличится в 1,155 раза.

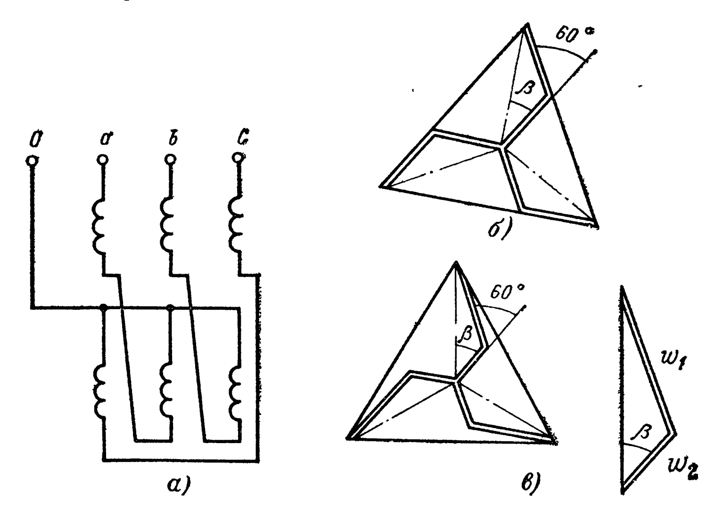


Рис. 3.1. Схема соединения в зигзаг:

а — общая схема; *б* — диаграмма фазных и линейных напряжений при разделении фазных обмоток на две равные части; *в* — то же, когда обмотки делятся на неравные части

При соединении в зигзаг обмотка фазы может разделяться на две неравные части. В этом случае может быть получен поворот системы фазных и линейных напряжений схемы на любой угол в зависимости от того, в каком отношении находятся числа витков двух частей обмотки фазы (рис. 3.1, *в*). При заданном угле β обмотка каждой фазы должна быть разделена в отношении

$$w_1/(w_1 + w_2) = 2\operatorname{tg}\beta/\left(\operatorname{tg}\beta + \sqrt{3}\right).$$

Если $w_1 = w_2$ и $w_1/(w_1+w_2) = 1/2$, то $\beta = 30°$.

Фазный ток и напряжение однофазного трансформатора равны его номинальным току и напряжению. Ток и напряжение обмотки одного стержня в однофазном трансформаторе зависят от соединения обмоток стержней — последовательного или параллельного. При последовательном соединении обмоток двух стержней ток обмотки одного стержня равен номинальному току, а напряжение — половине номинального напряжения. При параллельном соединении обмоток двух стержней ток обмотки одного стержня равен половине номинального тока, а напряжение — номинальному напряжению. В обоих случаях предполагается, что числа витков обмоток обоих стержней равны.

Для определения изоляционных промежутков между обмотками и другими токоведущими частями и заземленными деталями трансформатора существенное значение имеют испытательные напряжения, при которых проверяется электрическая прочность* изоляции трансформатора. Эти испытательные напряжения определяются по табл. 4.1 для каждой обмотки трансформатора по ее классу напряжения.

Потери короткого замыкания, указанные в задании, дают возможность определить активную составляющую напряжения короткого замыкания, %:

$$u_а = \frac{I_ф r_к}{U_ф} 100 \frac{m I_ф \cdot 10^{-3}}{m I_ф \cdot 10^{-3}} = \frac{P_к}{10S}, \quad (3.9)$$

где $P_к$—в Вт; S—в кВ·А.

Реактивная составляющая при заданном $u_к$ определяется по формуле

$$u_р = \sqrt{u_к^2 - u_а^2}. \quad (3.10)$$

* Здесь и далее электрическая прочность понимается как способность изоляции трансформатора и его частей выдерживать без повреждений те воздействия электрического напряжения, которые возникают при проведении испытаний, установленных нормативными документами (ГОСТ, технические условия), и в эксплуатации.

Расчет основных электрических величин для автотрансформатора имеет некоторые особенности. Типовая или расчетная мощность однофазного автотрансформатора

$$S_{\text{тип}} = U_1 I_1 \cdot 10^{-3} = U_2 I_2 \cdot 10^{-3} \tag{3.11}$$

может быть определена по заданным проходной мощности $S_{\text{прох}}$ и номинальным напряжениям U и U':

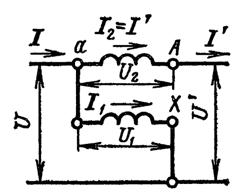


Рис. 3.2. Схема соединения обмоток однофазного двухобмоточного повышающего автотрансформатора

Рис. 3.3. Схема соединения обмоток однофазного двухобмоточного понижающего автотрансформатора

для повышающего автотрансформатора (рис. 3.2)

$$S_{\text{тип}} = S_{\text{прох}} \frac{U' - U}{U'} = k_{\text{в}} S_{\text{прох}}, \tag{3.12}$$

для понижающего автотрансформатора (рис. 3.3)

$$S_{\text{тип}} = S_{\text{прох}} \frac{U - U'}{U} = k_{\text{в}} S_{\text{прох}}.$$

Коэффициент $k_{\text{в}} = (U' - U)/U'$ для повышающего или $k_{\text{в}}$ $(U - U')/U$ для понижающего автотрансформатора, показывающий, какую долю составляют типовая (расчетная) мощность $S_{\text{тип}}$ от проходной мощности $S_{\text{прох}}$, иногда называют коэффициентом выгодности автотрансформатора ($k_{\text{в}} < 1$).

Для трехфазного автотрансформатора (рис. 3.4) с обмотками, соединенными в звезду, под U и U' в (3.12) следует понимать линейные напряжения. Соединение обмоток в треугольник для силовых автотрансформаторов обычно не применяется.

Коэффициент $k_{\text{в}}$ всегда меньше единицы и $S_{\text{тип}} < S_{\text{прох}}$, т. е. автотрансформаторная схема требует меньшей расчет-

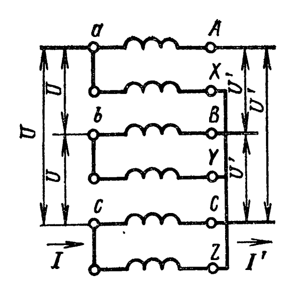


Рис. 3.4. Схема соединения обмоток трехфазного двухобмоточного повышающего трансформатора

ной мощности и, следовательно, меньшего расхода материалов, а также обладает более высоким КПД, чем трансформаторная. Применение автотрансформаторов в этом отношении тем выгоднее, чем ближе отношение U'/U к единице, т. е. чем меньше изменяется напряжение сети при помощи автотрансформатора.

Номинальные линейные токи для трехфазных и однофазных автотрансформаторов рассчитываются, так же как и для трансформаторов, по (3.3) и (3.4). Расчет токов отдельных обмоток со схемами по рис. 3.2 и 3.3 производится по формулам:

для повышающего однофазного автотрансформатора (рис. 3.2)

$$I_2 = I'; \quad I_1 = I - I_2 = I - I',$$

для понижающего однофазного автотрансформатора (рис. 3.3)

$$I_2 = I; \quad I_1 = I - I_2 = I' - I.$$

Для трехфазного автотрансформатора с соединением обмоток в звезду токи обмоток находятся также по этим формулам. В том и другом случае I и I'—номинальные линейные токи автотрансформаторов, найденные по (3.3) и (3.4).

Напряжения отдельных обмоток U_1 и U_2, В, для однофазного автотрансформатора:

повышающего (рис. 3.2)

$$U_1 = U; \quad U_2 = U' - U,$$

понижающего (рис. 3.3)

$$U_1 = U'; \quad U_2 = U - U'.$$

Для трехфазного автотрансформатора с соединением обмоток в звезду под U и U' в этих формулах следует понимать фазные напряжения автотрансформатора:

$$U = U_л/\sqrt{3} \text{ и } U' = U'_л/\sqrt{3},$$

где $U_л$ и $U_л'$ — номинальные линейные напряжения автотрансформатора по заданию.

Напряжение короткого замыкания $u_к$ для автотрансформатора обычно задается как сетевое $u_{к,с}$, т. е. относительно большего из двух сетевых напряжений U и U'. При расчете основных размеров автотрансформатора необходимо знать расчетное напряжение $u_{к,р}$, т. е. отнесенное к напряжению одной из обмоток U_1 или U_2. Для понижающего и повышающего автотрансформатора $u_{к,р}$ может быть найдено по формуле

$$u_{к,р} = u_{к,с} / k_в.$$

После определения расчетной мощности, токов и напряжений обмоток и расчетного напряжения короткого замыкания между обмотками ВН и СН расчет автотрансформатора производится по этим данным так же, как и обычного трансформатора.

Пример. Рассчитать основные электрические величины для понижающего трехфазного трехобмоточного автотрансформатора с автотрансформаторной связью обмоток ВН и СН и трансформаторной связью обмоток ВН и НН, СН и НН по рис. 2.9, *б*.

Проходная мощность $S_{прох} = 100\,000$ кВ·А, мощности обмоток ВН и СН при автотрансформаторной связи $S_{прох}$; мощность обмотки НН $0{,}5S_{прох}$. Номинальное напряжение: ВН 231 кВ; СН 121 кВ±8·1,5 %; НН 38,5 кВ. Схемы соединения обмоток: ВН и СН — У, НН — Д. Напряжения короткого замыкания $u_{к,с}$, приведенные к проходной мощности и отнесенные к сетевым напряжениям: ВН—СН 11 %; ВН—НН 31 %; СН—НН 19 %.

Коэффициент выгодности

$$k_в = (U_л - U_л')/U_л = (231 - 121)/231 = 0{,}476.$$

Типовая мощность $S_{тип} = k_в S_{прох} = 0{,}476 \cdot 100\,000 = 47\,600$ кВ·А; мощность обмотки НН $S_{НН} = 50\,000$ кВ·А. Расчетная мощность обмотки одного стержня для обмотки ВН и СН

$$S' = S_{тип}/c = 47\,600/3 = 15\,867 \text{ кВ·А};$$

для обмотки НН

$$S = 0{,}5\, S_{прох}/c = 0{,}5 \cdot 100\,000/3 = 16\,667 \text{ кВ·А}.$$

Линейные токи

$$I = S_{прох} \cdot 10^3/(\sqrt{3}\, U) = 100\,000 \cdot 10^3/(\sqrt{3} \cdot 231\,000) = 250 \text{ А};$$

$$I' = S_{прох} \cdot 10^3/(\sqrt{3}\, U') = 100\,000 \cdot 10^3/(\sqrt{3} \cdot 121\,000) = 480 \text{ А};$$

$$I_{лз} = S_{НН} \cdot 10^3/(\sqrt{3}\, U_{НН}) = 50\,000 \cdot 10^3/(\sqrt{3} \cdot 38\,500) = 750 \text{ А}.$$

Токи обмоток

$$I_2 = I = 250 \text{ А}; \quad I_1 = I' - I = 480 - 250 = 230 \text{ А};$$

$$I_3 = I_{\text{лз}}/\sqrt{3} = 750/\sqrt{3} = 432 \text{ А}.$$

Фазовые напряжения

$$U = U_{\text{л}}/\sqrt{3} = 231\,000/\sqrt{3} = 133\,000 \text{ В};$$

$$U' = U'_{\text{л}}/\sqrt{3} = 121\,000/\sqrt{3} = 69\,700 \text{ В}.$$

Напряжения обмоток

$$U_1 = U' = 69\,700 \text{ В}; \quad U_2 = U - U' = 133\,000 - 69\,700 = 63\,300 \text{ В};$$

$$U_3 = U_{\text{НН}} = 38\,500 \text{ В}.$$

Расчетное напряжение короткого замыкания между обмотками ВН и СН

$$u_{\text{к,р}} = u_{\text{к,с}}/k_{\text{в}} = 11/0,476 = 23,1\%.$$

Напряжения короткого замыкания между обмотками ВН и НН, СН и НН, имеющими трансформаторную связь, не пересчитываются, но при реально возможной нагрузке на обмотках ВН—НН или СН—НН, равной 0,5, $S_{\text{прох}}$ будут равны: для ВН — НН $0,5 \cdot 31 = 15,5\%$ и для СН—НН $0,5 \cdot 19 = 9,5\%$.

3.3. ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ТРАНСФОРМАТОРА

Магнитная система трансформатора является основой его конструкции. Выбор основных размеров магнитной системы вместе с основными размерами обмоток определяет главные размеры активной части и всего трансформатора. Рассмотрим двухобмоточный трансформатор с плоской магнитной системой стержневого типа со стержнями, имеющими сечение в форме симметричной ступенчатой фигуры, вписанной в окружность, и с концентрическим расположением обмоток. Магнитная система такого трехфазного трансформатора с обмотками схематически изображена на рис. 3.5.

Диаметр d окружности, в которую вписано ступенчатое сечение стержня, является одним из его основных размеров. Вторым основным размером трансформатора является осевой размер l (высота) его обмоток. Обычно обе обмотки трансформатора имеют одинаковую высоту. Третьим основным размером трансформатора является средний диаметр витка двух обмоток, или диаметр осевого канала между обмотками d_{12}, связывающий диаметр стержня с

радиальными размерами обмоток a_1 и a_2 и осевого канала между ними a_{12}.

Если эти три размера выбраны или известны, то остальные размеры, определяющие форму и объем магнитной системы и обмоток, например высота стержня l_c, расстояние

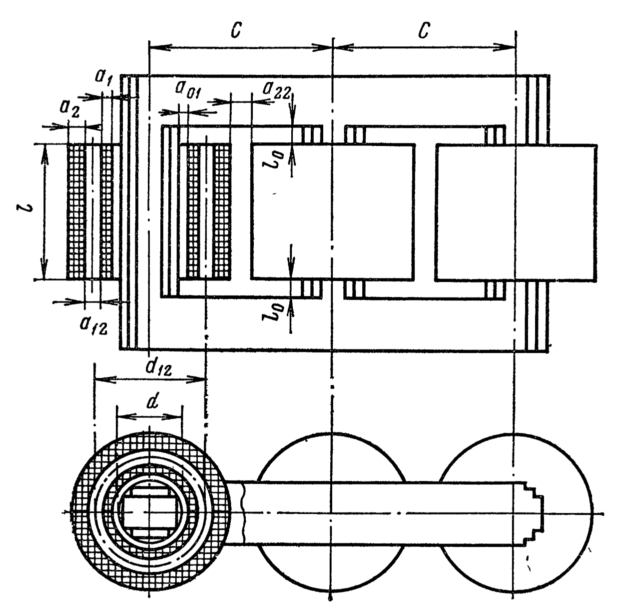


Рис. 3.5. Основные размеры трансформатора

между осями соседних стержней C и т. д., могут быть найдены, если известны допустимые изоляционные расстояния от обмоток ВН до заземленных частей и до других обмоток (a_{12}, a_{22}, l_0)*.

Два основных размера, относящихся к обмоткам d_{12} и l_c, могут быть связаны отношением средней длины окружности канала между обмотками πd_{12} к высоте обмотки l:

$$\beta = \pi d_{12}/l. \qquad (3.13)$$

Приближенно произведение πd_{12} можно приравнять к средней длине витка двух обмоток $\pi d_{12} \approx l_в$ или $l_в/l = \beta$.

Величина β определяет соотношение между диаметром и высотой обмотки. Значение β может варьироваться в ши-

* Основными размерами можно считать также d, l_c, C.

роких пределах и практически изменяется в масляных и сухих трансформаторах существующих серий в пределах от 1 до 3,5. При этом меньшим значениям β соответствуют трансформаторы относительно узкие и высокие, бóльшим — широкие и низкие. Это наглядно показано на рис. 3.6, на котором представлены два трансформатора одинаковой мощности, одного класса напряжения, рассчитанных при одинаковых исходных данных ($B_с$, $k_с$), с одинаковыми параметрами короткого замыкания ($P_к$ и $u_к$) для значений $\beta=1,2$ и 3,5.

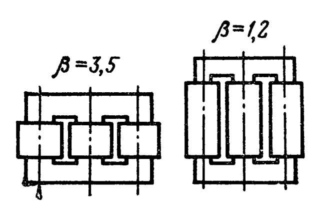


Рис. 3.6. Соотношение размеров двух трансформаторов с разными значениями β

Различным значениям β соответствуют и разные соотношения между массами активных материалов — стали магнитной системы и металла обмоток. Меньшим значениям β соответствует меньшая масса стали и большая масса металла обмоток. С увеличением β масса стали увеличивается, масса металла обмоток уменьшается. Таким образом, выбор β существенно влияет не только на соотношение размеров трансформатора, но и на соотношение масс активных и других материалов, а следовательно, и на стоимость трансформатора.

Вместе с этим изменение β сказывается и на технических параметрах трансформатора: потерях и токе холостого хода, механической прочности и нагревостойкости обмоток, габаритных размерах.

Для вывода формулы, связывающей диаметр стержня трансформатора с его мощностью, воспользуемся следующими соотношениями, известными из теории трансформаторов.

Мощность трансформатора на один стержень, кВ·А,

$$S' = UI \cdot 10^{-3}. \qquad (3.14)$$

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, %,

$$u_р = \frac{7,9 f I w \pi d_{12} a_р k_р}{u_в l} 10^{-4},$$

или

$$u_р = \frac{7,9 f I w \beta a_р k_р}{u_в} 10^{-4}, \qquad (3.15)$$

где $\beta = \pi d_{12}/l$; $a_р = a_{12} + (a_1 + a_2)/3$; $k_р$ — коэффициент приведения идеального поля рассеяния к реальному (коэффициент Роговского); линейные размеры выражены в метрах.

Одновременно заметим, что напряжение витка трансформатора, В, может быть записано в виде

$$u_в = 4{,}44\, f B_с П_с, \tag{3.16}$$

где $B_с$—максимальная индукция в стержне, Тл; $П_с = k_с \pi d^2/4$—активное сечение стержня, м^2; $k_с$—коэффициент заполнения площади круга сталью согласно § 2.3.

Заменив в (3.14) напряжение обмотки U произведением $u_в w$ и подставив значение тока обмотки I, определенное из (3.15), и значение $u_в$ по (3.16), получим

$$S' = \frac{u_в w u_р u_в \cdot 10^4 \cdot 10^{-3}}{7{,}9 f w \beta a_р k_р} = \frac{(4{,}44 f B_с \pi d^2 k_с)^2 u_р \cdot 10}{7{,}9\, f \beta a_р k_р \cdot 4^2}.$$

Проведя сокращения и решив это уравнение относительно d, имеем окончательно

$$d = 0{,}507 \sqrt[4]{\frac{S' \beta a_р k_р}{f u_р B_с^2 k_с^2}}, \tag{3.17}$$

где $0{,}507 = \sqrt[4]{7{,}9/(\pi^2 \cdot 1{,}11^2 \cdot 10)}$.

Формула (3.17) позволяет определить главный размер трансформатора — диаметр стержня его магнитной системы.

Величины, входящие в подкоренное выражение формулы (3.17), впервые предложенной Г. Н. Петровым, можно подразделить на три категории: 1) величины, заданные при расчете, — мощность обмоток на одном стержне трансформатора S', кВ·А, частота сети f, Гц, и реактивная составляющая напряжения короткого замыкания $u_р$, %; 2) величины, выбираемые при расчете, — отношение длины окружности канала между обмотками (средней длины витка двух обмоток) к высоте обмотки β, максимальная индукция в стержне $B_с$, Тл, и коэффициент заполнения активной сталью площади круга, описанного около сечения стержня $k_с$; 3) величины, определяемые в ходе последующего расчета, — приведенная ширина канала рассеяния $a_р$, м, и коэффициент приведения идеализированного поля рассеяния к реальному $k_р$ (коэффициент Роговского).

Таким образом, определение диаметра стержня по (3.17) связано с выбором некоторых исходных данных (β, $B_с$, $k_с$) и предварительным определением данных обмоток

трансформатора, получаемых обычно после завершения расчета обмоток $a_р$ и $k_р$. Выбор исходных данных (β, $B_с$, $k_с$) может быть сделан на основании исследования ряда вариантов (см. § 3.5—3.7) или путем использования заранее разработанных рекомендаций (см. § 3.7). Для определения $a_р$ и $k_р$ должны применяться приближенные методы.

3.4. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТРАНСФОРМАТОРОВ. ОСНОВЫ ОБОБЩЕННОГО МЕТОДА

Теория и практика проектирования силовых трансформаторов позволили установить, что выбор исходных данных расчета оказывает существенное влияние на результаты расчета масс основных материалов трансформатора, параметров холостого хода и короткого замыкания и стоимости. Поэтому выбор исходных данных должен производиться с учетом тех параметров, которые необходимо получить или которые являются оптимальными для рассчитываемого трансформатора.

Помимо тех данных, которые обычно включаются в задание на расчет трансформатора (см. § 3.1), необходимо выбрать и ряд других, относящихся к магнитной системе, обмоткам и изоляции трансформатора.

Для расчета магнитной системы необходимо выбрать ее принципиальную конструкцию — плоскую или пространственную, шихтованную из пластин или навитую из ленты. Следует также установить форму сечения ярма, число ступеней в стержне и ярме, форму стыков в углах магнитной системы, способ прессовки стержней и ярм. Должны быть выбраны марка стали, способ изоляции пластин (ленты).

Для обмоток должны быть выбраны их принципиальные конструкции — непрерывные катушечные, многослойные цилиндрические, винтовые и т. п., а также металл провода — медь или алюминий и его изоляция.

Существенное значение имеет выбор главной изоляции обмоток, т. е. их изоляции от других обмоток и от заземленных частей. Необходимо выбрать форму конструктивных деталей изоляции, их материал и размеры, а также и размеры изоляционных промежутков, масляных или воздушных. Эти данные главной изоляции обмоток должны быть разработаны и надежно проверены экспериментально до начала расчета трансформатора.

При выборе исходных данных должна быть учтена технология изготовления и обработки магнитной системы об-

моток, изоляции, существующая в данное время или та, которая должна быть вновь создана.

После выбора исходных данных может быть произведен полный расчет трансформатора с подробным расчетом магнитной системы и обмоток, с точным определением параметров холостого хода и короткого замыкания. Поскольку для выбора оптимального варианта надо рассмотреть их большое число, эта работа является чрезвычайно трудоемкой даже при условии использования ЭВМ. Поэтому возникает мысль, в целях экономии расчетной работы и ускорения проектирования, разделить расчет на два этапа — предварительного и окончательного расчета, что облегчило бы решение этой задачи.

Для этапа предварительного проектирования желательно иметь такой метод, который позволил бы вести предварительный расчет в обобщенном виде без углубления в мелкие детали, был достаточно простым и быстрым, обладал приемлемой точностью и позволял оценивать результаты с разных точек зрения, в том числе и с экономической. Такой метод должен давать не одно решение, а полную картину изменения масс активных материалов, эксплуатационных и экономических параметров трансформатора при изменении любых исходных данных и допускать выбор оптимального решения путем экономической оценки рассчитанных вариантов с учетом таких факторов, как принципиальная конструкция магнитной системы и обмоток, марка электротехнической стали, материал обмоток (медные или алюминиевые), требования стандартов и др.

Обобщенный метод расчета мыслится как метод определения основных данных трансформатора — основных размеров магнитной системы и обмоток, масс активных материалов, стоимости трансформатора, параметров холостого хода и короткого замыкания и некоторых других показателей на предварительной стадии расчета. В результате применения этого метода должна быть получена возможность выбора оптимального варианта, иногда нескольких вариантов, для дальнейшей детальной расчетной и конструктивной разработки. Для того чтобы обобщенный метод расчета силовых трансформаторов давал достаточно точные результаты, он должен быть основан на положениях общей теории трансформаторов и теории проектирования трансформаторов.

В качестве независимых переменных могут быть выбраны различные величины, например отношение основных раз-

меров β, диаметр стержня магнитной системы d, плотность тока в обмотках J, радиальные размеры обмоток и др. Для лучшей сходимости результатов расчета желательно выбрать такие независимые переменные, изменение которых оказывает наибольшее влияние на другие данные трансформатора и которые дают возможность более ясного и наглядного представления о всем облике трансформатора. В наибольшей степени этим требованиям отвечают диаметр стержня магнитной системы d и отношение основных размеров обмоток β.

В любом таком методе неизбежно использование некоторых допущений и некоторых величин, определяемых или оцениваемых приближенно. Число таких величин должно быть минимальным, а сами эти величины должны быть такими, чтобы при существенных изменениях в исходных данных расчета они изменялись незначительно и чтобы реально возможная ошибка в их приближенном определении в минимальной степени влияла на результат расчета.

Обобщенный метод расчета трансформатора должен дать возможность найти достаточно простые и точные математические связи между заданными величинами (мощность трансформатора, частота, класс напряжения, изоляционные расстояния в главной изоляции), величинами, выбираемыми в начале расчета (индукция в магнитной системе, коэффициент заполнения сталью, соотношение основных размеров), основными размерами и стоимостью трансформатора, а также его эксплуатационными параметрами, т. е. параметрами холостого хода и короткого замыкания. Желательно, чтобы обобщенный метод, отвечая всем вышеизложенным требованиям, давал возможность наглядного графического представления изменения размеров, масс активных материалов и основных параметров трансформатора в зависимости от избранных независимых переменных.

Метод должен быть достаточно универсальным для обобщенного расчета силовых трансформаторов в широком диапазоне мощностей — масляных и сухих, трехфазных и однофазных, двухобмоточных и трехобмоточных, с плоскими и пространственными магнитными системами из холоднокатаной и горячекатаной электротехнической стали любой марки, с обмотками из медного или алюминиевого провода.

Следует иметь в виду, что любой обобщенный метод расчета является приближенным и что при полном расчете

магнитной системы и обмоток неизбежны некоторые отклонения от первоначально намеченных данных, связанные с необходимостью выбирать диаметр стержня из нормализованного ряда, округлять число витков до ближайшего целого числа, считаться с существующим сортаментом обмоточных проводов, наличием стандартных деталей и т. д. Применение обобщенного метода всегда позволяет найти оптимальное решение задачи при минимальном числе рассматриваемых вариантов и времени, необходимом на их исследование.

При практическом использовании метод должен допускать возможность учета требуемых параметров трансформатора путем включения их в прямом или скрытом виде в исходные данные или в основные расчетные формулы так, чтобы в результате расчета был получен трансформатор с теми именно свойствами или параметрами, которые требуются по заданию. Метод должен давать возможность исследования влияния тех или иных исходных данных или параметров на массы активных материалов, параметры холостого хода и короткого замыкания, размеры трансформатора и другие его данные.

После выбора оптимального варианта по обобщенному методу для этого варианта, а иногда и двух-трех ближайших проводится полный расчет с установлением всех размеров магнитной системы, обмоток и основных данных системы охлаждения, полным расчетом параметров короткого замыкания и холостого хода и разработкой конструкции.

При расчете новых серий силовых трансформаторов параметры короткого замыкания и холостого хода обычно не задаются заранее и в процессе предварительного расчета решаются совместно две задачи — для каждого типа трансформаторов серии устанавливаются оптимальные размеры при оптимальных эксплуатационных параметрах, а именно потерях короткого замыкания и холостого хода, которые должны обеспечивать наименьшую стоимость трансформации энергии, т. е. наиболее экономичную работу трансформатора в эксплуатации с учетом стоимости трансформатора, его установки и всех эксплуатационных затрат, включая потери энергии за определенный промежуток времени.

В большинстве случаев при проектировании новых серий выбор активных материалов и конструктивных форм магнитной системы, обмоток и изоляции производится по

соображениям, независимым от расчетных данных трансформаторов серии, чем существенно упрощается задача расчета. В некоторых случаях при расчете серии производится сравнение двух и более различных решений, например плоской и пространственной магнитных систем, медных и алюминиевых обмоток и т. д. Существенно упрощается задача при расчете отдельного трансформатора известной серии с заданными параметрами холостого хода и короткого замыкания (см. § 3.5).

Основным законом, на котором базируется проектирование трансформаторов, является общеизвестный закон, связывающий мощность трансформатора с его линейными размерами *. Рассмотрим ряд типов трансформаторов определенного назначения и конструкции, с одинаковыми числом фаз, частотой, числом обмоток, одного класса напряжения, с одним видом регулирования напряжения и одним видом охлаждения, различных мощностей, нарастающих по определенной шкале в ограниченном диапазоне. Сделаем два допущения. Предположим, что в пределах всего ряда соотношения между отдельными размерами трансформаторов сохраняются постоянными, т. е. что магнитные системы и обмотки всех трансформаторов данного ряда представляют собой геометрически подобные фигуры. Далее предположим, что электромагнитные нагрузки активных материалов — индукция в магнитной системе и плотность тока в обмотках трансформатора — в пределах всего ряда также остаются неизменными. Для ряда трансформаторов, целенаправленно спроектированных и отвечающих вышеупомянутым условиям, эти допущения являются вполне правомерными, хотя отдельные типы трансформаторов ряда могут несколько отклоняться от этих соотношений.

Обращаясь к общей теории трансформаторов, можно записать:

мощность обмоток одного стержня трансформатора

$$S' = UI,$$

где U—напряжение обмотки стержня; I—ток обмотки стержня.

Заменяя $U=u_в w$ и $I=J\Pi$, где $u_в$ — напряжение одного витка; w — число витков обмотки стержня; J — плотность

* Некоторые положения этого закона установлены М. О. Доливо-Добровольским; полная формулировка закона принадлежит М. Видмару.

тока в обмотках и Π—сечение одного витка обмотки, получаем $S' = u_{в} w J \Pi$.

Далее, используя (3.16) и выражение для активного сечения стержня $\Pi_{с} = \pi d^2 k_{с}/4$, находим

$$S' = (1{,}11\pi f k_{с})(B_{с} J)(d^2 w \Pi). \qquad (3.18)$$

Первая и вторая скобки правой части этого выражения для данной серии могут быть заменены постоянным коэффициентом.

Тогда мощность трансформатора, имеющего c активных, т. е. несущих, обмотки стержней,

$$S = cS' = k(d^2 w \Pi). \qquad (3.19)$$

Произведение $w\Pi$ представляет собой площадь сечения витков обмотки, т. е. величину, пропорциональную квадрату линейного размера трансформатора. Таким образом, все выражение, стоящее в скобках, $d^2 w\Pi$, поскольку соотношение линейных размеров остается в пределах ряда неизменным, оказывается пропорциональным любому линейному размеру в четвертой степени, или

$$S \sim l^4, \qquad (3.20)$$

откуда следует, что линейные размеры трансформатора возрастают пропорционально корню четвертой степени из мощности,

$$l \sim S^{1/4}. \qquad (3.21)$$

Электродвижущая сила одного витка обмотки $u_{в}$ пропорциональна $d^2 \sim l^2$, или

$$u_{в} \sim S^{1/2}, \qquad (3.22)$$

т. е. возрастает с ростом мощности трансформатора.

Масса активных материалов трансформатора (стали $G_{ст}$ и металла обмоток $G_{о}$) возрастает пропорционально кубу его линейных размеров, или

$$G \sim l^2 \sim S^{3/4}. \qquad (3.23)$$

Расход активных материалов на единицу мощности трансформатора изменяется пропорционально

$$g = G/S \sim S^{3/4}/S \sim 1/S^{1/4}, \qquad (3.24)$$

т. е. падает с ростом мощности. Потери в активных материалах стали магнитной системы и металле обмоток ΣP при сохранении неизменных электромагнитных нагрузок

пропорциональны их массам или объемам, и, следовательно, полные потери

$$\Sigma P \sim S^{3/4}, \tag{3.25}$$

потери на единицу мощности

$$p = \Sigma P/S \sim S^{3/4}/S \sim 1/S^{1/4}, \tag{3.26}$$

т. е. потери на единицу мощности (1 кВ·А) падают вместе с ростом мощности трансформатора, а КПД трансформатора соответственно возрастает.

Внешняя, охлаждаемая воздухом поверхность трансформатора естественно растет пропорционально квадрату линейных размеров $\Pi_0 \sim l^2 \sim S^{1/2}$, а потери q, отнесенные к единице поверхности, также возрастают

$$q = \Sigma P/\Pi_0 \sim S^{3/4}/S^{1/2} \sim S^{1/4}. \tag{3.27}$$

Выведенные выше пропорциональные зависимости (3.24) и (3.26) показывают, что увеличение мощности трансформатора в одной единице является экономически выгодным потому, что приводит к уменьшению удельного расхода материала на 1 кВ·А мощности и повышению КПД. В то же время из (3.27) следует, что естественный рост охлаждаемой поверхности трансформатора отстает от роста его потерь, и, следовательно, с ростом мощности трансформатора усложняется решение проблемы его охлаждения. При этом с ростом номинальной мощности трансформатора необходимо искусственно увеличивать охлаждаемую поверхность бака путем установки охлаждающих труб или подвески радиаторов, а затем усиливать циркуляцию охлаждающего воздуха при помощи вентиляторов и масла при помощи насосов (см. § 9.2).

Поверхность охлаждения обмоток с ростом мощности трансформатора, естественно, возрастает медленнее, чем их потери. Для обеспечения надлежащего охлаждения обмоток искусственно развивается их поверхность охлаждения введением осевых и радиальных масляных каналов и охлаждение форсируется путем принудительного движения масла в контуре обмотки — бак охладителя.

С ростом мощности трансформатора возрастают его масса и внешние размеры (габариты), что при мощностях современных трансформаторов, достигающих сотен тысяч киловольт-ампер, приводит к затруднениям при перевозке трансформаторов по железным дорогам. Для упрощения решения этого вопроса часто прибегают к расщеплению

мощной трехфазной трансформаторной установки на отдельные однофазные трансформаторы, а в некоторых случаях и к дальнейшему расщеплению обмотки однофазных трансформаторов между несколькими стержнями (см. § 2.1). Такое расщепление является невыгодным с точки зрения удельного расхода материалов и КПД.

Допустим, что трехфазный трансформатор мощностью S нужно заменить тремя однофазными той же общей мощностью. В трехфазном трансформаторе с магнитной системой по схеме рис. 2.5, *д* мощность на один стержень $S'_3 = S/3$. В однофазном двухстержневом трансформаторе с магнитной системой по схеме рис. 2.5, *а* $S'_1 = S/(2 \cdot 3) = S/6$. Отношение удельного расхода активных материалов для двух рассматриваемых случаев составит по (3.24)

$$g_1/g_3 = \left(S'_3/S'_1\right)^{1/4} = (2)^{1/4} = 1{,}19,$$

т. е. удельный расход активных материалов при замене трехфазного трансформатора тремя однофазными двухстержневыми возрастает на 19 %. В таком же отношении возрастают и полные потери. Расщепление мощности однофазного трансформатора между тремя стержнями, например по схеме рис. 2.5, *г*, приводит принципиально к тем же результатам. Замена трех стержней трехфазной магнитной системы девятью стержнями трех однофазных систем приводит к увеличению удельного расхода материалов в отношении $(9/3)^{1/4} = 1{,}32$.

Относительная невыгодность расщепления мощности заставляет трансформаторостроителей в СССР и за границей искать новые пути создания трехфазных трансформаторов большой мощности, допускающих по массе и габаритам перевозку по железным дорогам, взамен выпускавшихся ранее однофазных трансформаторов. В последнем десятилетии отечественными заводами выпущены трехфазные трансформаторы с мощностью в одной конструктивной единице 630 000, 1 000 000 и 1 250 000 кВ·А класса напряжения 330 кВ.

Следует отметить, что соотношения (3.20)—(3.27) выведены независимо от реальных значений мощностей трансформаторов исследуемого ряда, и поэтому эти соотношения являются справедливыми для всех силовых трансформаторов.

В реальных современных сериях силовых трансформаторов предположение геометрического подобия фигур маг-

нитных систем и обмоток практически подтверждается в пределах отдельных серий и несколько нарушается при рассмотрении различных серий, взятых в другом диапазоне шкалы мощностей и отличающихся классом напряжения или системой охлаждения. Выведенные выше соотношения тем не менее оказываются достаточно точными как для получения некоторых обобщенных выводов о законах изменения размеров, масс активных материалов, потерь и некоторых удельных соотношений в трансформаторах, так и для некоторых приближенных пересчетов. Это наглядно показано в табл. 3.1, в которой приведены некоторые данные отдельных типов трансформаторов различных мощностей.

Таблица 3.1. **Изменение размеров стержня и обмоток, удельной массы стали и металла обмоток и удельных потерь, отнесенных к номинальной мощности, для современных трехфазных двухобмоточных масляных трансформаторов с алюминиевыми обмотками**

Параметры	Мощность, кВ·А		
	63	1000	16 000
Класс напряжения, кВ	10	35	35
Регулирование напряжения	ПБВ	РПН	ПБВ
Диаметр стержня, м	0,11	0,22	0,48
Высота обмотки, мм	0,395	0,765	1,53
Расход стали, кг/(кВ·А)	2,64	1,28	0,795
Расход металла обмоток, кг/(кВ·А)	0,67	0,325	0,132
Потери короткого замыкания, Вт/(кВ·А)	21,3	11,67	5,61
Потери холостого хода, Вт/(кВ·А)	4,57	2,06	1,24
β	1,26	1,40	1,46

Выпуск силовых трансформаторов заводами и общее число трансформаторов, установленных в сетях, принято оценивать по их общей суммарной мощности. При необходимости оценить общий расход материалов на изготовление этих трансформаторов следует учесть не только их суммарную мощность, но также и удельный расход материалов. Представление о реальном расходе материалов на производство энергетических трансформаторов общего назначения дает табл. 3.2, где учтены как общий ориентировочный выпуск силовых трансформаторов общего назначения различных мощностей, так и удельный расход материалов, изменяющийся с изменением мощности.

Таблица 3.2. **Распределение выпуска трансформаторов и расхода активных материалов в процентах от общего объема для силовых трансформаторов общего назначения**

Мощность, кВ·А	ВН, кВ	Объем выпуска по суммарной мощности, %	Расход активных материалов	
			Сталь, %	Металл обмоток, %
До 100 100—630	10	23,0	40,0	43,0
1000—6300	35	5,6	8,0	7,0
6300—80 000	110	22,0	20,0	20,0
40 000—1 000 000	110—750	49,4	32,0	30,0
Всего....	—	100	100	100

Из данных табл. 3.2 следует, что около 50 % активных материалов вкладывается в силовые трансформаторы общего назначения распределительной сети мощностью от 25 до 6300 кВ·А, суммарная мощность которых составляет 28,6 % общего выпуска. В тех же трансформаторах возникает около 50 % всех потерь в трансформаторах энергосистемы.

Если учесть также трансформаторы специального назначения — для электропечных, выпрямительных и других установок, то общий расход материалов и общая сумма потерь в трансформаторах мощностью до 6300 кВ·А возрастает до 50 %. При этом общая стоимость этих потерь составит более 50 % стоимости потерь всех трансформаторов сети, потому что цена 1 кВт потерь возрастает по мере удаления трансформатора от электростанции, питающей сеть. Вследствие этого проектирование массовых серий трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А и экономное расходование в них активных и других материалов заслуживают особого внимания проектировщиков.

3.5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОТДЕЛЬНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПО ОБОБЩЕННОМУ МЕТОДУ

Задача проектирования трансформатора может быть поставлена различным образом. Если необходимо рассчитать трансформатор применительно к требованиям стандарта или трансформатор, являющийся промежуточным типом в уже известной серии, то для такого трансформатора можно считать заданными не только мощность, час-

тоту, число фаз и напряжения обмоток, но также и параметры холостого хода и короткого замыкания. Это налагает определенные ограничения на проект трансформатора, что, впрочем, не затрудняет, а облегчает задачу проектировщика, потому что сокращает число необходимых расчетных вариантов.

Так, может быть поставлена задача при необходимости перепроектировать один из трансформаторов серии, чтобы привести его в соответствие с требованиями нового стандарта или при замене одного из активных материалов другим, например одной марки стали другой или медных обмоток алюминиевыми.

При проектировании новой серии трансформаторов задача осложняется тем, что при расчете каждого трансформатора необходимо установить не только его оптимальные размеры, но также и параметры холостого хода и короткого замыкания. Решение этой задачи, достаточно сложной и требующей выполнения большого числа расчетных вариантов, может быть получено путем проведения ряда расчетов каждого трансформатора серии с определенными ограничениями его параметров и варьированием этих ограничений. Методика проектирования новых серий подробно рассмотрена в гл. 12. При этом проектирование отдельного трансформатора становится одним из элементов проектирования трансформатора новой серии.

При проектировании отдельного трансформатора должны быть заданы значения ряда параметров и некоторые условия. К ним относятся: мощность трансформатора, частота, число фаз, напряжения обмоток, режим нагрузки, место установки, система охлаждения, некоторые требования стандарта, а также параметры холостого хода и короткого замыкания. Некоторые данные должны быть выбраны до начала расчета, а именно: принципиальная конструкция магнитной системы, материал магнитной системы (марка электротехнической стали), способ изоляции пластин и индукция в стержнях и ярмах, принципиальная конструкция обмоток, материал обмоток (медный или алюминиевый провод), конструкция изоляции и размеры изоляционных промежутков изоляции обмоток.

Все выбираемые величины и данные могут быть определены на основании опыта проектирования и выпуска трансформаторов существующих серий с учетом применения новых улучшенных материалов, использования результатов новых исследований в области трансформаторо-

строения, применения новых конструкций магнитных систем, новых и улучшенных конструкций обмоток и их изоляции, новых систем охлаждения и новых прогрессивных технологических процессов в производстве трансформаторов. Все выбираемые и заданные величины составляют при этом исходные данные расчета трансформатора.

При проектировании отдельного трансформатора применение обобщенного метода представляет интерес прежде всего для расчета трансформатора наиболее распространенной конструкции, т. е. для трехфазного силового двухобмоточного трансформатора с плоской несимметричной магнитной системой, собираемой из пластин холоднокатаной или горячекатаной электротехнической стали по рис. 3.5, с катушечными или многослойными обмотками из медного или алюминиевого обмоточного провода и с главной изоляцией в виде масляных или воздушных каналов с барьерами из твердого диэлектрика. Полагая задачей, решаемой этим методом, получение трансформатора с определенным напряжением короткого замыкания и определенными уровнями потерь и тока холостого хода и потерь короткого замыкания, т. е. трансформатора, входящего в известную серию или отвечающего требованиям ГОСТ, в основу метода положим выражение (3.17), связывающее основной размер трансформатора d с основными исходными данными расчета. При этом мощность трансформатора на один стержень S', кВ·А, частота сети f, Гц, и реактивная составляющая напряжения короткого замыкания $u_р$, %, считаются заданными.

Индукция в стержне $B_с$ обычно выбирается применительно к выбранной марке стали и установившейся технологии производства (технология заготовки пластин, удаления заусенцев, наличие или отсутствие отжига пластин, технология сборки магнитной системы). В пределах данной серии магнитная индукция $B_с$ обычно остается практически неизменной. Таким образом, на первом этапе исследования можно считать $B_с = \text{const}$ (см. § 2.2).

В дальнейшем (см. § 11.1) вопрос о влиянии выбора $B_с$ на массы активных материалов и параметры трансформатора будет исследован особо.

Коэффициент заполнения сечения стержня сталью $k_с$ представляет произведение двух коэффициентов

$$k_с = k_{кр} k_з,$$

где $k_{кр}$ — отношение площади ступенчатой фигуры попереч-

ного сечения стержня к площади круга с диаметром d, а $k_з$ — отношение площади активного сечения стержня (чистой стали) к площади ступенчатой фигуры сечения стержня. Коэффициент $k_{кр}$ зависит от числа и размеров ступеней в сечении стержня (см. табл. 2.5, 2.6 и 8.1—8.5), а $k_з$ — от толщины пластин стали и способа их изоляции (см. табл. 2.2). Для трансформатора каждого типа конструкция, материал и технология изготовления магнитной системы, а следовательно, и $k_с$ обычно выбираются до начала расчета на основании имеющегося опыта и задачи, поставленной при проектировании трансформатора. При этом всегда стремятся получить наибольшее возможное значение $k_с$. Поэтому при исследовании влияния основных исходных данных на параметры трансформатора $k_с$ для этого трансформатора можно считать величиной постоянной. При расчете серии $k_с$ будет несколько изменяться от одного типа трансформаторов к другому, сохраняясь постоянным во всех вариантах для каждого типа. В дальнейшем (см. § 11.2) вопрос о влиянии выбранного $k_с$ на массы активных материалов и параметры трансформатора будет исследован более подробно.

В отличие от $B_с$ и $k_с$ соотношение основных размеров β при расчете трансформатора может варьироваться в очень широких пределах. Оптимальное значение β зависит при этом как от других исходных данных расчета, так и от поставленной задачи — получения определенных параметров, минимальной стоимости трансформатора, наиболее экономичной его работы в эксплуатации и т. д.

При расчете основных размеров трансформатора, входящего в известную серию, будем предполагать, что такие его параметры, как потери и напряжение короткого замыкания, потери и ток холостого хода, заданы. В этом случае экономичность работы трансформатора в эксплуатации определяется заданными параметрами и может не рассматриваться. Оптимальным значением β при его варьировании в достаточно широких пределах будет то, при котором стоимость трансформатора окажется минимальной.

В расчетную формулу (3.17) кроме заданных и выбираемых при начале расчета величин входят также величины, определяемые в ходе последующего расчета, $a_р$ и $k_р$. Из этих двух величин коэффициент приведения идеального поля рассеяния к реальному (коэффициент Роговского $k_р$) для широкого диапазона мощностей и напряжений трансформаторов с концентрическими обмотками изменяется в

очень узких пределах — от 0,93 до 0,97 и может быть принят постоянным и равным 0,95. Ширина приведенного канала рассеяния может быть приближенно, но с достаточной точностью определена по обобщенным данным существующих серий. Этот канал состоит из двух частей:

$$a_р = a_{12} + (a_1 + a_2)/3.$$

Первое из этих слагаемых — изоляционный промежуток между обмотками ВН и НН — a_{12} определяется по испытательному напряжению обмотки ВН и для данного класса изоляции обмоток является неизменным. Этот промежуток, выраженный в метрах, может быть принят равным

$$a_{12} = a'_{12} \cdot 10^{-3},$$

где a'_{12} — промежуток, мм, найденный по табл. 4.5 для масляных трансформаторов или по табл. 4.15 для трансформаторов с естественным воздушным охлаждением.

Второе слагаемое — приведенная ширина двух обмоток $(a_1+a_2)/3$ — может быть найдено лишь после окончания расчета обмоток по их радиальным размерам и в обобщенном методе предварительного расчета может определяться только приближенно. Это слагаемое является одним из линейных размеров трансформатора и зависит, как и все линейные размеры, от мощности трансформатора. Предполагая для данной серии изменение линейных размеров с изменением мощности согласно (3.21), делаем первое допущение о возможности приближенного, но с достаточной точностью, определения приведенной ширины двух обмоток по формуле

$$(a_1 + a_2)/3 \approx k \sqrt[4]{S'} \cdot 10^{-2}, \qquad (3.28)$$

где k в зависимости от мощности трансформатора, металла обмоток, напряжения обмотки ВН и потерь короткого замыкания $P_к$ может быть найдено по табл. 3.3.

Это первое допущение, позволяющее приближенно определить сумму радиальных размеров обмоток на стадии предварительного расчета на основе принципиального выражения (3.21).

Формула (3.28) позволяет определить $(a_1+a_2)/3$ приближенно на стадии предварительного расчета, предполагая эту величину постоянной при изменении β. В действительности с ростом β радиальные размеры обмоток также несколько возрастают. С учетом того, что $(a_1+a_2)/3$ входит

Таблица 3.3. **Значения коэффициента k в формуле (3.28) для масляных трехфазных двухобмоточных трансформаторов ПБВ с медными обмотками и потерями короткого замыкания по ГОСТ**

Мощность трансформатора, кВ·А	Класс напряжения, кВ		
	10	35	110
До 250	0,63	0,65—0,58	—
400—630	0,53		
1000—6300	0,51—0,43	0,52—0,48	—
10 000—80 000	—	0,48—0,46	0,68—0,58

Примечания: 1. Для обмоток из алюминиевого провода значение k, найденное из таблицы или по прим. 3, умножить на 1,25.

2. Для обмоток НН из алюминиевой ленты трансформаторов мощностью 100—1000 кВ·А значения k определять, как для обмоток из алюминиевого провода.

3. Для сухих трансформаторов с медными обмотками мощностью 10—160 кВ·А принимать $k=0{,}8\div0{,}74$; мощностью 160—1600 кВ·А класса напряжения 10 кВ — $k=0{,}58\div0{,}48$.

4. Для трехобмоточных трансформаторов класса напряжения 110 кВ принимать k для напряжения обмоток 35 кВ (для обмоток СН—НН).

5. Для трансформаторов с РПН значения k, полученные из таблицы, умножить на 1,1.

6. При отклонении заданных потерь короткого замыкания от потерь, установленных соответствующим ГОСТ, на ±10 % значение k, полученное из таблицы, умножить соответственно на 0,96 или на 1,04.

7. Для трансформаторов класса напряжения 110 кВ с РПН по схеме рис. 6.9, *в*, рассчитанных при значениях β, пониженных против данных табл. 3.12, при расчете по § 10.3 значения k, полученные из таблицы, умножить на 0,7.

слагаемым в $a_р$, где первое слагаемое a_{12} постоянно, а также что в (3.17) $a_р$ умножается на коэффициент $k_р$, который с ростом β несколько уменьшается, предполагаемое постоянство $(a_1+a_2)/3$ по существу является постоянством произведения $a_р k_р$.

Для более точного определения $(a_1+a_2)/3$, например при проектировании новой серии трансформаторов, значительно отличающихся от существующих параметрами, следует пользоваться материалами § 12.2.

В результате сделанных замечаний первой задачей является исследование связей между величиной β и параметрами трансформатора. Для решения этой задачи обратимся к выражению (3.17), которое может быть представлено в виде

$$d = Ax, \tag{3.29}$$

где A можно считать величиной постоянной,

$$A = 0{,}507\sqrt[4]{\frac{S' a_р k_р}{f u_р B_с^2 k_с^2}}; \tag{3.30}$$

$$x = \sqrt[4]{\beta}. \tag{3.31}$$

Определим массу активной стали трансформатора, разделив магнитную систему на две части — стержни и ярма и подсчитав массу каждой части отдельно.

Масса стали в стержнях (см. рис. 3.5)

$$G_c = c\Pi_c\gamma_{ст}(l+2l_0) = c\frac{\pi d^2}{4}k_c\gamma_{ст}\left(\frac{\pi d_{12}}{\beta}+2l_0\right), \qquad (3.32)$$

где c — число активных (несущих обмотки) стержней; для трехфазного стержневого трансформатора $c=3$, для однофазного $c=2$; Π_c — активное сечение стали стержня, м²; $\gamma_{ст}$ — плотность стали: для холоднокатаной стали $\gamma_{ст}=7650$ кг/м³; для горячекатаной стали $\gamma_{ст}=7550$ кг/м³.

Изоляционное расстояние от обмотки ВН до ярма l_0, выраженное в метрах, может быть принято равным $l_0=l_0'\cdot 10^{-3}$, где l_0', мм, — расстояние, найденное по испытательному напряжению обмотки ВН по табл. 4.5 для масляных трансформаторов или по табл. 4.15 для трансформаторов с естественным воздушным охлаждением.

Если изоляционные расстояния от обмотки ВН до нижнего ярма $l'_{0н}$, мм, и до верхнего $l'_{0в}$, мм, неодинаковы (при размещении над обмоткой прессующего кольца), то

$$l_0 = (l'_{0н}+l'_{0в})\cdot 10^{-3}/2.$$

Исследование данных большого числа трансформаторов различных серий, в том числе старых, рассчитанных на применение горячекатаной стали, и современных с применением холоднокатаной стали, показало, что отношение среднего диаметра витка двух обмоток d_{12} к диаметру стержня трансформатора d изменяется в очень узких пределах и для любой заданной серии трансформаторов, и тем более для отдельного трансформатора, может быть принято равным постоянной величине a

$$d_{12} = ad. \qquad (3.33)$$

Значения a для трансформаторов мощностью от 25 до 63 000 кВ·А, с применением горячекатаной стали, с медными обмотками составляют от 1,3 до 1,38 и для трансформаторов из холоднокатаной стали в том же диапазоне мощностей — от 1,3 до 1,42. Величина a зависит от мощности и класса напряжения, а также от принятого уровня потерь короткого замыкания трансформатора и металла обмоток. С уменьшением $P_к$ растут масса металла и радиальные размеры обмоток, что приводит к некоторому увеличению a Для алюминиевых обмоток a больше, чем для медных.

Таблица 3.4. **Ориентировочные значения $a=d_{12}/d$ для медных обмоток**

Мощность трансформатора, кВ·А	Уровень потерь короткого замыкания	Значения a при классе напряжения обмотки ВН, кВ		
		10	35	110
До 630	1,2 $P_к$ по ГОСТ	1,33	1,37	—
	$P_к$ по ГОСТ	1,36	1,40	—
	0,8 $P_к$ по ГОСТ	1,40	1,44	—
От 1000 до 6300	1,2 $P_к$ по ГОСТ	1,35	1,37	—
	$P_к$ по ГОСТ	1,38	1,40	—
	0,8 $P_к$ по ГОСТ	1,42	1,44	—
Свыше 10 000	1,2 $P_к$ по ГОСТ	—	1,38	1,40
	$P_к$ по ГОСТ	—	1,40	1,45
	0,8 $P_к$ по ГОСТ	—	1,44	1,48

Примечание. Для обмоток из алюминия значения a, полученные из таблицы, умножить на 1,06.

Ориентировочные значения a для приближенного расчета основных размеров масляного трансформатора могут быть выбраны по табл. 3.4 в зависимости от мощности трансформатора, номинального напряжения обмотки ВН и принятых потерь короткого замыкания в долях нормы $P_к$ по ГОСТ.

Для трансформаторов с естественным воздушным охлаждением мощностью от 10 до 160 кВ·А класса напряжения 0,5 кВ при медных обмотках можно принять соответственно $a \approx 1{,}7 \div 1{,}6$, при алюминиевых $a \approx 1{,}8 \div 1{,}7$. Для трансформаторов мощностью 160—1600 кВ·А класса напряжения 10 кВ при медных обмотках $a \approx 1{,}7 \div 1{,}6$, при алюминиевых $a \approx 1{,}8 \div 1{,}7$.

Принятое выше [см. (3.33)] положение о постоянстве отношения двух диаметров является вторым допущением, вводящим в расчет приближенно определяемую величину (a).

Замечая теперь, что $d=Ax$; $d_{12}=ad=aAx$ и $\beta=x^4$, и подставляя эти значения в (3.32), получаем массу стали в стержнях, кг, для трехфазного трансформатора с конструктивной схемой по рис. 3.5 и магнитной системой из холоднокатаной стали

$$G_с = \frac{3}{4}\pi^2 \cdot 7650\, k_с A^3 \frac{a}{x} + \frac{3}{4} 2\pi \cdot 7650\, k_с A^2 l_0 x^2,$$

или

$$G_с = A_1/x + A_2 x^2, \quad (3.34)$$

где

$$A_1 = 5{,}663 \cdot 10^4 k_с A^3 a; \quad (3.35)$$

$$A_2 = 3{,}605 \cdot 10^4 k_с A^2 l_0. \quad (3.36)$$

Для однофазного трансформатора с двумя активными стержнями коэффициенты в (3.35) и (3.36) соответственно равны $3{,}78 \cdot 10^4$ и $2{,}4 \cdot 10^4$.

Для горячекатаной стали коэффициенты A_1, A_2, B_1, B_2 для трехфазного и однофазного трансформаторов, полученные здесь и дальше, следует умножить на отношение плотностей 7,55/7,65.

При расчете объема и массы стали ярм рассматриваем каждое ярмо как состоящее из двух частей. Часть, заключенная между осями двух крайних стержней, имеет в каждом ярме постоянное активное сечение $П_я$, длину $(c-1)C$ и массу стали в двух ярмах $G'_я$. Часть, включающая две половины угла магнитной системы слева к справа от осей крайних стержней, имеет массу стали в двух ярмах $G''_я$. Общая масса стали двух ярм

$$G_я = G'_я + G''_я, \quad (3.37)$$

где масса двух ярм первой части

$$G'_я = 2П_я (c - 1) C\gamma_{ст}. \quad (3.38)$$

Активное сечение ярма $П_я$ обычно несколько больше активного сечения стержня и может быть представлено в виде

$$П_я = k_я П_с = k_я k_с \frac{\pi d^2}{4} = k_я k_с \frac{\pi}{4} A^2 x^2. \quad (3.39)$$

Коэффициент $k_я$ может быть выбран согласно указаниям § 2.3 по табл. 2.8.

Расстояние между осями соседних стрежней

$$C = d_{12} + a_{12} + 2a_2 + a_{22},$$

где $d_{12} = aAx$.

Удвоенный радиальный размер внешней обмотки $2a_2$ изменяется с изменением мощности и класса напряжения трансформатора, зависит от материала обмотки — меди

или алюминия, но может быть точно рассчитан только при полном расчете обмотки. На предварительном этапе расчета этот размер может быть найден приблизительно на основании принципа геометрического подобия размеров трансформатора (см. § 3.4) через диаметр стрежня

$$2a_2 = bd = bAx.$$

Ориентировочные значения b для приближенного расчета массы стали силовых трансформаторов могут быть выбраны по табл. 3.5.

Таблица 3.5. **Ориентировочные значения $b=2a_2/d$ для масляных двухобмоточных трансформаторов ПБВ с медными обмотками и потерями короткого замыкания по ГОСТ**

Мощность трансформатора, кВ·А	Класс напряжения, кВ		
	10	35	110
До 100	0,55	—	—
100—630	0,46—0,40	—	—
1000—6300	0,26—0,24	0,32—0,28	—
6300—63 000	—	0,26	0,35

Примечания: 1. Для обмоток из алюминиевого провода значения b, полученные из таблицы, умножить на 1,25.

2. Для трансформаторов с РПН значения b, полученные из таблицы, умножить на 1,2 для класса напряжения 35 кВ и на 1,75 для класса напряжения 110 кВ.

3. Для трансформаторов класса напряжения 110 кВ с РПН по схеме рис. 6.9, *в*, рассчитанных при значениях β, пониженных против данных табл. 3.12, при расчете по § 10.3 значения b, полученные из таблицы, умножить на 0,7.

Для трансформаторов с естественным воздушным охлаждением от 10 до 160 кВ·А класса напряжения 0,5 кВ при медных обмотках можно принять $b \approx 0,26$, при алюминиевых $b \approx 0,33$. Для трансформаторов мощностью от 160 до 400 кВ·А класса напряжения 10 кВ при медных обмотках $b \approx 0,22$, при алюминиевых $b \approx 0,28$. Для трансформаторов мощностью от 630 до 1600 кВ·А того же класса напряжения при медных обмотках $b \approx 0,18$, при алюминиевых $b \approx 0,23$.

Ориентировочное определение радиального размера внешней обмотки — это третье допущение, вводящее в расчет приближенно определяемую величину, при помощи которой определяется сравнительно небольшая масса стали тех частей ярм, длина которых ограничивается радиальным размером внешней обмотки на общей длине, равной $8a_2$.

Изоляционное расстояние между наружными обмотками ВН соседних стержней $a_{22}=a'_{22}\cdot 10^{-3}$, где a'_{22}, мм, находится по табл. 4.5 для масляных и табл. 4.15 для сухих трансформаторов.

Таким образом, расстояние между осями соседних стержней магнитной системы

$$C = aAx + a_{12} + bAx + a_{22}. \qquad (3.40)$$

Часть массы стали ярм $G''_я$ представляет собой массу стали одного угла в каждом ярме. Для современных магнитных систем с ярмом многоступенчатой формы (см. § 8.1) объем и масса одного угла магнитной системы связаны с диаметром стержня стабильным соотношением.

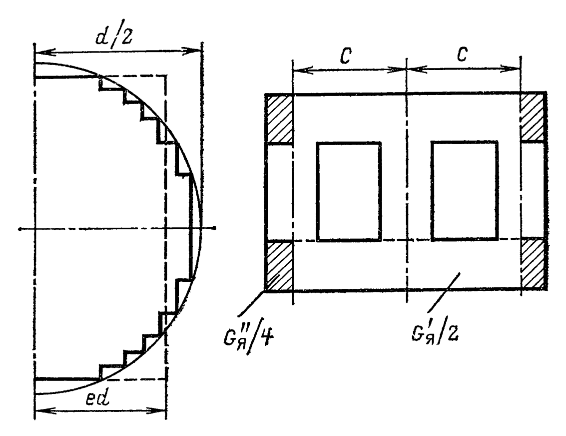


Рис. 3.7. К определению массы стали в ярмах

Для определения объема и массы половины угла магнитной системы ($G'_я/4$ по рис. 3.7) этот объем можно заменить равновеликим объемом с площадью поперечного сечения $П_я$ и длиной, равной ed, где e — потоянный коэффициент.

Для магнитных систем с числом и размерами пакетов стержня и ярма по табл. 8.1—8.5 этот коэффициент может быть принят: $e=0{,}405$ для трехфазных трансформаторов с номинальной мощностью до 630 кВ·А включительно и $e=0{,}41$ при номинальной мощности 1000 кВ·А и выше. При ярме прямоугольного сечения $e=0{,}4$.

Масса стали второй части двух ярм

$$G''_я = 4П_я ed\gamma_{ст} = 4П_я eAx\gamma_{ст}. \qquad (3.41)$$

Полная масса стали двух ярм для трехфазного двухобмоточного трансформатора с конструктивной схемой по рис. 3.5 при $c-1=2$ на основании (3.38)—(3.41)

$$G_я = \frac{\pi}{4} k_я k_с A^2 x^2 [2(3-1)(aAx + a_{12} + bAx + a_{22}) + 4eAx] \gamma_{ст}.$$

При $\gamma_{ст} = 7650$ кг/м³

$$G_я = 2{,}40 \cdot 10^4 \; k_я k_с [A^3 x^3 (a + b + e) + A^2 x^2 (a_{12} + a_{22})]$$

и далее

$$G_я = B_1 x^3 + B_2 x^2, \quad (3.42)$$

где

$$B_1 = 2{,}40 \cdot 10^4 k_с k_я A^3 (a + b + e); \quad (3.43)$$

$$B_2 = 2{,}40 \cdot 10^4 k_с k_я A^2 (a_{12} + a_{22}); \quad (3.44)$$

здесь B_1 и B_2 в килограммах.

Для однофазного трансформатора ($c=2$)

$$B_1 = 1{,}20 \cdot 10^4 k_с k_я A^3 (a + b + 2e); \quad (3.43а)$$

$$B_2 = 1{,}20 \cdot 10^4 k_с k_я A^2 (a_{12} + a_{22}). \quad (3.44а)$$

Для трехфазного трехобмоточного трансформатора (рис. 3.8)

$$C = d_{12} + a_{12} + 2a_2 + 2a_{23} + 2a_3 + a_{33};$$

$$B_1 = 2{,}40 \cdot 10^4 k_с k_я A^3 (a + b_2 + b_3 + e); \quad (3.43б)$$

$$B_2 = 2{,}40 \cdot 10^4 k_с k_я A^2 (a_{12} + 2a_{23} + a_{33}), \quad (3.44б)$$

где $b_2 = 2a_2/d$ и $b_3 = 2a_3/d$ определяется по табл. 3.5 для соответствующих мощностей, уровней потерь и классов напряжения обмоток трехобмоточного трансформатора.

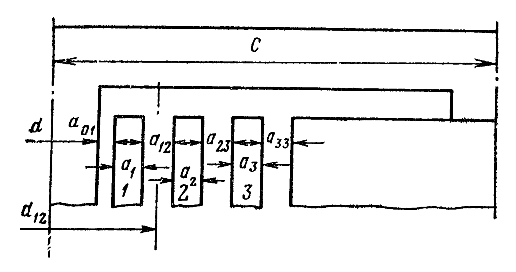


Рис. 3.8. Расположение обмоток в окне трехобмоточного трансформатора

Для однофазного трехобмоточного трансформатора коэффициенты в (3.43б) и (3.44б) следует принять 1,2 и заменить e на $2e$.

Масса стали угла плоской магнитной системы по рис. 3.5 может быть найдена по (3.42) и (3.43) для $e/2$ (при однофазной магнитной системе для e) при $a=0$, $b=0$ и $B_2=0$

$$G_у = \frac{e}{2} 2{,}40 \cdot 10^4 k_с k_я A^3 x^3.$$

Для ярма с многоступенчатой формой поперечного сечения при мощности до 630 кВ·А

$$G_у = 0{,}486 \cdot 10^4 k_с k_я A^3 x^3; \qquad (3.45)$$

1000 кВ·А и выше

$$G_у = 0{,}492 \cdot 10^4 k_с k_я A^3 x^3. \qquad (3.45а)$$

Для ярма с прямоугольной формой поперечного сечения

$$G_у = 0{,}480 \cdot 10^4 k_с k_я A^3 x^3. \qquad (3.45б)$$

В пространственной магнитной системе по рис. 2.6, *а* стержни имеют такую же конструкцию, как и в рассмотренной системе по рис. 3.5, и масса стали в них может быть рассчитана по (3.34)—(3.36). Расчет массы стали в навитых ярмах можно выполнить в соответствии с рис. 8.6 и выражениями (8.19) и (8.20). Учитывая, что для трансформаторов мощностью от 25 до 6300 кВ·А и соответственно для диаметров стержня от 0,08 до 0,40 м можно принять $2r=0{,}125d$, а размер сегмента $\delta=0{,}035\,d$, величины, входящие в (8.20), можно принять

$$b_1 = d/2 - r - \delta = 0{,}4025d; \quad b_2 = d/2 - r = 0{,}4375d;$$

$$l_1 = C - d\cos 30^\circ = C - 0{,}866d;$$

$$l_2 = C - (d - 8r)\cos 30^\circ = C - 0{,}433d;$$

$$R_1 = d/2 - r = 0{,}4375d; \quad R_2 = d - 4r = 0{,}75d;$$

$$R_3 = d/2 - 3r = 0{,}3125d; \quad b_я = b_1 + b_2 = 0{,}84d.$$

Подставляя эти значения в (8.20) для определения площади ярма в плане

$$П'_я = 3b_1 l_1 + 3b_2 l_2 + \pi R_1^2 + \pi R_2^2 - \pi R_3^2,$$

используя (8.17) и (8.19), принимая $C=d_{12}+a_{12}+2a_2+a_{22}$ и считая $k_я=1/\sqrt{3}$, $\gamma_{ст}=7650$ кг/м^3, получаем массу стали двух ярм

$$G_я = 1{,}431 k_с\, k_я \cdot 10^4 d^2 [2{,}52 (d_{12} + a_{12} + 2a_2 + a_{22}) + 0{,}448d],$$

и окончательно при $d = Ax$; $d_{12} = aAx$ и $a_2 = bAx$

$$G_я = B_1 x^3 + B_2 x^2,$$

где

$$B_1 = 3{,}605 \cdot 10^4 k_с\, k_я A^3 (a + b + 0{,}178); \qquad (3.43в)$$

$$B_2 = 3{,}605 \cdot 10^4 k_с\, k_я A^2 (a_{12} + a_{22}). \qquad (3.44в)$$

Масса стали угла пространственной комбинированной магнитной системы по рис. 2.6, *а* согласно (8.22) и (8.17) для $r = 0{,}0625d$ и $k_я = 1/\sqrt{3}$ может быть найдена по формуле

$$G_у = 0{,}435 \cdot 10^4 k_с\, k_я A^3 x^3. \qquad (3.45в)$$

Масса стали навитой пространственной магнитной системы по рис. 2.6, *б* и 8.7 может быть найдена как сумма массы стали стержней по (3.34)—(3.36) и массы стали шести полукольцевых ярм в трех навитых кольцах. При определении длины стержня и массы стали стержней для такой системы необходимо учесть, что расстояние l_0 в (3.36) в данном случае устанавливается не по условиям изоляции обмотки от ярма, а по условиям удобства вмотки обмоток непосредственно в магнитную систему. Для трансформаторов с номинальной мощностью от 25 до 1000 кВ·А это расстояние можно принять $l'_0 = 30$ мм. При использовании выражения (3.36) принимаем $l_0 = l'_0 \cdot 10^{-3}$.

Активное сечение ярма

$$П_я = П_с/2 = \pi d^2 k_с/(2 \cdot 4) \text{ при } k_я = 1{,}0.$$

Развернутая длина каждого полукольцевого ярма в предварительном расчете может быть принята

$$l_я = 0{,}74\pi \frac{C}{2},$$

где C — по (3.40).

Масса стали шести полукольцевых ярм

$$G_я = 6 \cdot 0{,}74\pi \frac{C}{2} \pi d^2 k_с\, \gamma_{ст}/8,$$

или $G_я = 2{,}1 \cdot 10^4 k_с A^2 x^2 (aAx + a_{12} + bAx + a_{22})$.

Окончательно

$$G_я = B_1 x^3 + B_2 x^2;$$

$$B_1 = 2{,}1 \cdot 10^4 k_с A^3 (a + b); \qquad (3.43г)$$

$$B_2 = 2{,}1 \cdot 10^4 k_с A^2 (a_{12} + a_{22}). \qquad (3.44г)$$

Понятие угла в навитой магнитной системе смысла не имеет, и углы в ней не выделяются.

В (3.35), (3.36), (3.43) и (3.44) входят величины, определяемые или выбираемые в начале расчета A, $k_с$, $k_я$, изоляционные расстояния l_0, a_{12}, a_{22}, определяемые уровнем развития изоляционной техники и требованиями к электрической прочности трансформатора и известные на начальной стадии расчета, а также величины, принимаемые постоянными для данной серии, ее части или данного трансформатора, a, b. Отсюда следует, что масса стали трансформатора может быть найдена по исходным данным расчета в самом его начале, еще до установления основных размеров магнитной системы. Общая масса стали магнитной системы

$$G_{ст} = A_1/x = (A_2 + B_2)\, x^2 + B_1\, x^3. \qquad (3.46)$$

Масса стали в стержнях, ярмах и общая масса стали $G_{ст}$ может быть, таким образом, рассчитана для стержневых трансформаторов однофазных и трехфазных, с плоской или пространственной магнитной системой, двухобмоточных и трехобмоточных, с медными или алюминиевыми обмотками, с естественным воздушным или масляным охлаждением. Металл обмоток учитывается при определении $a_р$ и A. Выбор той или иной изолирующей и теплоотводящей среды — воздуха или масла, а также марки стали определяет допустимую индукцию в магнитной системе и размеры изоляционных расстояний.

Масса металла обмоток $G_о$, кг, связана с потерями короткого замыкания $P_к$, Вт, приведенными к температуре 75 °С, следующим выражением (см. § 7.1):

$$KJ^2\, G_о = P_{осн} = k_д\, P_к, \qquad (3.47)$$

где K — постоянный коэффициент, зависящий от удельного электрического сопротивления и плотности металла обмоток; для меди $K_М = 2{,}4 \cdot 10^{-12}$, для алюминия $K_А = 12{,}75 \cdot 10^{-12}$; J — средняя плотность тока в обмотках, А/м^2; $P_{осн}$ — основные потери в обмотках, Вт; $k_д$ — коэффициент, учитывающий добавочные потери в обмотках, потери в отводах, стенках бака и других металлических конструкциях от гистерезиса и вихревых токов, от воздействия поля рассеяния ($k_д < 1$).

Этот коэффициент связан в первую очередь с добавочными потерями, возникающими в обмотках и ферромагнитных деталях конструкции — ярмовых балках, прессу-

ющих кольцах обмоток, стенках бака, находящихся в зоне распространения поля рассеяния обмоток. Теоретические и экспериментальные исследования поля рассеяния, проведенные отечественными заводами и научно-исследовательскими организациями за последние 15—20 лет, позволили существенно уменьшить добавочные потери как путем более рационального распределения витков в обмотках, что дало возможность уменьшить индукцию поперечной составляющей поля, так и путем замены некоторых ферромагнитных деталей неферромагнитными и установки магнитных экранов из электротехнической стали на ферромагнитных деталях.

На этапе предварительного расчета коэффициент $k_д$ может быть взят из табл. 3.6, составленной на основании исследования ряда серий современных трансформаторов.

Таблица 3.6. **Значения $k_д$ в формуле (3.47) для трехфазных трансформаторов**

Мощность трансформатора, кВ·А	До 100	160—630	1000—6300	10 000—16 000	25 000—63 000	80 000—100 000
$k_д$	0,97	0,96—0,93	0,93—0,85	0,84—0,82	0,82—0,81	0,81—0,80

Примечания: 1. Для сухих трансформаторов мощностью 10—160 кВ·А принимать $k_д=0{,}99\div0{,}96$ и мощностью 250—1600 кВ·А $k_д=0{,}92\div0{,}86$.

2. Для однофазных трансформаторов определять $k_д$ по мощности 1,5*S*.

Масса металла обмоток

$$G_о = k_д P_к/(KJ^2). \quad (3.48)$$

При расчете отдельного трансформатора из серии предельное значение потерь короткого замыкания, как правило, бывает задано. При расчете новой серии обычно задаются несколькими значениями $P_к$ и затем просчитывают эти варианты. В том и другом случаях расчет начинается при определенном известном значении $P_к$. Это обстоятельство налагает ограничение на выбор среднего значения плотности тока в обмотках и требует увязки выбираемого значения J с заданной мощностью $P_к$ и основными размерами магнитной системы. Связь между этими величинами (см. § 7.1) определяется для медного провода выражением

$$J_м = 0{,}746 k_д \frac{P_к u_в}{S d_{12}} 10^4, \quad (3.49)$$

а для алюминиевого провода

$$J_А = 0{,}463 k_д \frac{P_к u_в}{S d_{12}} 10^4, \tag{3.49а}$$

где S — мощность трансформатора, кВ·А; $u_в$ — напряжение одного витка, В; $k_д$ — коэффициент из (3.47).

В сухих трансформаторах вследствие худших условий охлаждения плотность тока во внутренней обмотке обычно принимают меньшей, чем в наружной. Плотности токов обмоток могут существенно отличаться от их среднеарифметического, что приводит к общему увеличению потерь короткого замыкания по сравнению со значением $P_к$, подставленным в (3.49). Во избежание такого увеличения потерь рекомендуется для сухих трансформаторов плотность тока, полученную из (3.49) и (3.49а), умножить на 0,95.

Заменяя в (3.49) $d_{12} = aAx$, $u_в = 4{,}44 f B_с П_с$, раскрывая $П_с = \frac{\pi d^2}{4} k_с$ и подставляя вычисленное J в (3.48), получаем

$$G_о = C_1/x^2, \tag{3.50}$$

где

$$C_1 = K_о' \frac{S a^2}{k_д k_с^2 B_с^2 f^2 u_а A^2}; \tag{3.51}$$

здесь для медных обмоток

$$K_{о,М}' = \frac{10^3}{2{,}4 \cdot 0{,}746^2 \cdot 1{,}11^2 \pi^2} = 61{,}6;$$

для алюминиевых обмоток

$$K_{оА}' = \frac{10^3}{12{,}75 \cdot 0{,}463^2 \cdot 1{,}11^2 \pi^2} = 30{,}1.$$

При частоте 50 Гц

$$C_1 = K_о \frac{S a^2}{k_д k_с^2 B_с^2 u_а A^2}, \tag{3.52}$$

где $K_о$ — коэффициент, равный: для меди $K_{оМ} = 2{,}46 \times \times 10^{-2}$, для алюминия $K_{оА} = 1{,}20 \cdot 10^{-2}$. Для сухого трансформатора следует принимать $K_{оМ} = 2{,}60 \cdot 10^{-2}$ и $K_{оА} = = 1{,}27 \cdot 10^{-2}$; $u_а$ — активная составляющая напряжения короткого замыкания, %,

$$u_а = P_к/(10S).$$

По (3.50) можно подсчитать массу чистого металла обмоток на средней (номинальной) ступени напряжения обмотки ВН. Ввиду того что обмотки изготовляются из изолированного провода, действительная масса провода для обмотки $G_{пр}$ находится умножением $G_о$ на коэффициент, учитывающий массу изоляции, который в предварительном расчете можно принять равным 1,03 для медного и 1,10 для алюминиевого провода. Кроме того, обмотка ВН при обычном регулировании напряжения на $\pm 2 \cdot 2{,}5$ % имеет на ступени 5 % массу металла, повышенную на 5 % по отношению к номинальной ступени. Для двух обмоток (ВН и НН) это повышение составит около 3 %.

Для того чтобы учесть эти два фактора — изоляцию провода и регулирование напряжения, массу металла обмоток следует умножить на коэффициент $k_{и,р}$, равный $1{,}03 \cdot 1{,}03 = 1{,}06$ для медного провода и $1{,}10 \cdot 1{,}03 = 1{,}13$ для алюминиевого.

Общая стоимость активных материалов, руб., может быть представлена в виде

$$C_{акт} = c_{ст}(G_с + G_я) + c_о k_{и,р} G_о, \qquad (3.53)$$

где $c_{ст}$ и $c_о$ — цена 1 кг трансформаторной стали и 1 кг обмоточного провода.

Если $c_{ст}$ и $c_о$ определяются не по прейскурантам на эти материалы, а с учетом всех дополнительных затрат, связанных с изготовлением остова и обмоток, то по (3.53) можно рассчитывать стоимость не только активных материалов, но также и активной части трансформатора — остова вместе с обмотками $c_{а,ч}$.

Иногда для сравнения различных вариантов расчета бывает удобно выразить стоимость активной части трансформатора в условных единицах. Так, если за единицу принять 1 кг стали, то

$$C'_{а,ч} = B_1 x^3 + (B_2 + A_2) x^2 + \frac{A_1}{x} + k_{о,с} k_{и,р} \frac{C_1}{x^2}, \qquad (3.54)$$

где

$$k_{о,с} = c_о / c_{ст}.$$

Коэффициент $k_{о,с}$ зависит от цен на материалы обмоток и магнитной системы и изменяется с изменением марки стали и металла обмоток. Для алюминиевых обмоток, имеющих при прочих равных условиях относительно больший объем, требующих большего количества изоляционных ма-

Таблица 3.7. **Ориентировочные значения c_0, $c_{ст}$ и $k_{о,с}$ в формулах (3.53) и (3.54)**

Мощность, кВ·А	Класс напряжения, кВ	Металл обмоток	Вид регулирования	c_0, руб/кг	$c_{ст}$, руб/кг, для стали марок			$k_{о,с}$ для стали марок		
					3404	3405	3406	3404	3405	3406
25—630	10	Алюминий	ПБВ	1,85	1,02	1,08	1,15	1,81	1,71	1,61
100—630	35	»	ПБВ	1,95	1,02	1,08	1,15	1,84	1,81	1,70
1000—16 000	10 и 35	»	ПБВ	2,50	1,06	1,14	1,19	2,36	2,19	2,10
1000—6300	35	»	РПН	2,50	1,06	1,14	1,19	2,36	2,19	2,10
6300—16 000	110	»	РПН	2,75	1,08	1,17	1,21	2,55	2,35	2,27
2500—63 000	110	Медь	РПН	2,50	1,17	1,27	1,32	2,14	1,97	1,90

Примечание. Значения $c_{ст}$ и $k_{о,с}$ рассчитаны для стали марок 3404 — 0,35 мм; 3405 — 0,30 мм и 3406 — 0,27 мм с учетом цен на сталь этих марок и различного числа пластин в магнитной системе.

териалов и большей затраты труда на намотку, $k_{о,с}$ обычно имеет большее значение, чем для медных обмоток.

Ориентировочные значения $k_{о,с}$ для приближенного расчета трансформатора приведены в табл. 3.7. Эти значения рассчитаны с учетом реального расхода активных изоляционных, конструктивных и других материалов для остова и обмоток, зарплаты производственных рабочих, цеховых, общезаводских расходов, расходов на содержание оборудования и нормативных накоплений. Поэтому (3.54) позволяет определить в условных единицах расчетную цену активной части трансформатора.

Для того чтобы от условных единиц перейти к денежному выражению, следует $C'_{а,ч}$, выраженную в условных единицах, умножить на цену стали по прейскуранту, коэффициент $K_{ст}$ из табл. 1.4.

Для определения значения x, соответствующего минимуму стоимости активных материалов, следует взять

$$dC'_{а,ч}/dx = 0.$$

Проведя эту операцию, получим уравнение

$$x^5 + Bx^4 - Cx - D = 0, \tag{3.55}$$

где

$$B = \frac{2}{3}\,\frac{B_2 + A_2}{B_1}; \quad C = \frac{A_1}{3B_1};$$

$$D = \frac{2}{3}\,\frac{C_1}{B_1}\,k_{о,с}\,k_{и,р}.$$

При расчете отдельного трансформатора и заданном значении $P_к$ уравнение (3.55) дает оптимальное значение $\beta(x)$, соответствующее минимальной стоимости активных материалов или активной части. Это решение может быть найдено номографическим или графическим методом путем расчета $C'_{а,ч}$ для нескольких вариантов β и построения кривой $C'_{а,ч} = f(\beta)$. Второй путь является более предпочтительным потому, что дает возможность не только определить β, соответствующее минимальной стоимости активной части, но также и диапазон значений β, в пределах которого $C'_{а,ч}$ отклоняется от минимума на практически допустимое значение.

При расчете серии трансформаторов обычно стараются найти вариант расчета, соответствующий минимальной сумме стоимости трансформатора, отнесенной к определенному промежутку времени, с затратами в эксплуатации за этот же промежуток времени. В этом случае оптимальный вариант трансформатора может и не совпадать с вариантом минимальной стоимости активной части.

Выбор того или иного значения β определяет также параметры холостого хода трансформатора. Если известны массы стали стержней и ярм и соответствующие индукции, а следовательно, и удельные потери в стали, то потери холостого хода для плоской магнитной системы из горячекатаной стали

$$P_х = k'_д\,(p_с\,G_с + p_я\,G_я), \tag{3.56}$$

где $k'_д$ может быть найден в соответствии с замечаниями к (8.30).

Для расчета потерь в плоской трехфазной шихтованной магнитной системе, собранной из пластин холоднокатаной стали с прессовкой стержней бандажами или расклиниванием с обмоткой, а ярм—ярмовыми балками, и не имеющей сквозных шпилек в стержнях и ярмах, следует воспользоваться формулой (8.32), а для расчета потерь в однофазной системе с теми же конструктивными данными — формулой (8.32а). Коэффициент $K_{п,у}$ в этих формулах в зависимости

от числа косых и прямых стыков находится по табл. 8.13.

Расчет потерь холостого хода в пространственной магнитной системе по рис. 2.6, *а* следует производить по (8.38) с определением коэффициентов для этой формулы по табл. 8.15 для соответствующих индукций в стержне. Индукцию в ярме для этой системы до установления ее основных размеров следует принимать равной индукции в стержне.

Потери холостого хода в навитой пространственной магнитной системе по рис. 2.6, *б* могут быть рассчитаны по (8.39).

Полный ток холостого хода трансформатора может быть найден по его полной намагничивающей мощности холостого хода $Q_х$, В·А, которая в трансформаторах мало отличается от реактивной составляющей мощности холостого хода,

$$i_0 = Q_x \cdot 10^2/(S \cdot 10^3) = Q_х/(10S). \quad (3.57)$$

Для плоской магнитной системы из горячекатаной стали намагничивающая мощность холостого хода, В·А, может быть найдена по упрощенной по сравнению с (8.42) формуле

$$Q_х = k''_д\,(q_с G_с + q_я G_я), \quad (3.58)$$

где $k''_д$ — коэффициент, учитывающий намагничивающую мощность для зазоров в стыках ярм и стержней.

Для листовой горячекатаной стали он может быть принят от 1,6 до 1,2 для трансформаторов мощностью от 25 до 1000 кВ·А, приблизительно 1,15 для трансформатора мощностью от 1600 до 6300 кВ·А и 1,2—1,25 для трансформаторов мощностью соответственно от 10 000 до 80 000 кВ·А.

Полная намагничивающая мощность холостого хода на предварительном этапе расчета для плоской трехфазной шихтованной магнитной системы, собранной из пластин холоднокатаной стали с прессовкой стержней бандажами или расклиниванием с обмоткой, а ярм — ярмовыми балками, и не имеющей сквозных шпилек в стержнях и ярмах, может быть рассчитана по формуле (8.44). Коэффициент $K_{т,у}$ в (8.44) в зависимости от числа косых и прямых стыков для стали марок 3404 и 3405 может быть найден по табл. 8.20. Площадь зазора для прямого стыка равна активному сечению стержня

$$П_з = П_с = 0,785 k_с A^2 x^2 \quad (3.59)$$

и для косого стыка

$$П_з = П_с\sqrt{2} = 1{,}11 k_с A^2 x^2. \qquad (3.59а)$$

Для пространственной магнитной системы по рис. 2.6, *а* намагничивающая мощность рассчитывается по (8.46) с учетом замечаний к этой формуле и для навитой пространственной системы по рис. 2.6, *б* по (8.47).

В других случаях при определении в предварительном расчете потерь и тока холостого хода следует пользоваться указаниями § 8.2 и 8.3.

Плотность тока в обмотках может быть найдена из (3.48)

$$J = \sqrt{k_д P_к/(KG_о)}\,. \qquad (3.60)$$

Повышение плотности тока ведет к увеличению нагрева обмотки. Поэтому обычно в медных обмотках масляных трансформаторов стараются выдержать $J_М \leqslant 4{,}5 \times \times 10^6$ А/м², а в алюминиевых $J_А \leqslant 2{,}7 \cdot 10^6$ А/м². В сухих трансформаторах — соответственно $3 \cdot 10^6$ и $2 \cdot 10^6$ А/м².

Замечая, что $G_о = C_1/x^2$, находим предельное значение x, при котором J не превышает нормального предела: для меди

$$x_М \leqslant 4{,}5 \cdot 10^6 \sqrt{2{,}4 \cdot 10^{-12} C_1/(k_д P_к)}\,; \qquad (3.61)$$

для алюминия

$$x_А \leqslant 2{,}7 \cdot 10^6 \sqrt{12{,}75 \cdot 10^{-12} C_1/(k_д P_к)}\,. \qquad (3.61а)$$

Обмотки трансформатора должны выдерживать весьма значительные механические силы, которые могут возникнуть при коротком замыкании. Рассмотрим радиальные силы, возникающие между концентрическими обмотками. Суммарная радиальная сила, действующая на каждую из двух концентрических обмоток, может быть записана так (см. § 7.3):

$$F_р = 0{,}628\,(i_{к,м} w)^2 \beta k_р \cdot 10^{-6},$$

где $i_{к,м}$ — мгновенное максимальное значение тока короткого замыкания для любой из двух обмоток; w — полное число витков той же обмотки.

Заменяя $i_{к,м} = k_{к,з} I$; $k_{к,з} = 1{,}41 \dfrac{100}{u_к}\left(1 + e^{-\pi u_а/u_р}\right)$; $w = U/u_в$; $u_в = 4{,}44 f B_с \dfrac{\pi}{4} d^2 k_с$ и замечая, что

$$d^4 = A^4 \beta = (0{,}507)^4 \frac{S' a_р k_р}{f u_р B_с^2 k_с^2} \beta;$$

$S'=S/3$ для трехфазного и $S'=S/2$ для однофазного трансформатора, приходим к выражениям:

для трехфазного трансформатора

$$F_р = 26\cdot10^{-2}\frac{k_{к,з}^2 u_р S}{fa_р} \qquad (3.62)$$

и для однофазного

$$F_р = 36\cdot10^{-2}\frac{k_{к,з}^2 u_р S}{fa_р}. \qquad (3.62а)$$

Из (3.62) следует, что суммарная радиальная сила не зависит от β и металла обмотки.

Механическое растягивающее напряжение в проводе обмотки может быть определено по известной формуле

$$\sigma_р = F_р/(2\pi w П), \qquad (3.63)$$

где $П$ — сечение одного витка обмотки, м².

Подставляя $F_р$ из (3.62) и замечая, что $w=U/u_в$; $П= =I/J$;

$$J_М = 0{,}746\cdot10^4 k_д\frac{P_к u_в}{Sd_{12}}$$

для медных обмоток,

$$J_А = 0{,}463\cdot10^4 k_д\frac{P_к u_в}{Sd_{12}}$$

для алюминиевых обмоток, получаем

$$\sigma_р = Mx^3, \qquad (3.64)$$

где для медных обмоток в трехфазном трансформаторе

$$M_М = 0{,}244\cdot10^{-6} k_{к,з}^2 k_д k_р \frac{P_к}{aA} \qquad (3.65)$$

и для алюминиевых обмоток

$$M_А = 0{,}152\cdot10^{-6} k_{к,з}^2 k_д k_р \frac{P_к}{aA}. \qquad (3.65а)$$

Для однофазного трансформатора коэффициенты в (3.65) и (3.65а) соответственно равны $0{,}366\cdot10^{-6}$ и $0{,}223\times\times10^{-6}$.

Расчет по (3.64), (3.65) и (3.65а) дает механические напряжения в проводе внешней обмотки, выраженные в мегапаскалях (МПа).

Из (3.64) следует, что растягивающие напряжения в проводе обмотки возрастают с увеличением β. Обычно для

медного провода допускают среднее значение $\sigma_р$, определяемое по (3.63), не более 60 МПа (см. § 7.3), считая, что при этом в отдельных точках поперечного сечения обмотки эти напряжения могут достигать двойного значения, т. е. 120 МПа. Для алюминия можно допустить среднее значение $\sigma_р = 25$ МПа.

Из (3.64) находим

$$x = \sqrt[3]{\sigma_р / M}; \qquad (3.66)$$

для медного провода $x_М \leqslant \sqrt[3]{60/M_М}$ и для алюминиевого провода $x_А \leqslant \sqrt[3]{25/M_А}$.

3.6. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ НЕКОТОРЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСФОРМАТОРА С ИЗМЕНЕНИЕМ β (ПРИМЕР РАСЧЕТА)

Выяснение влияния β на расход активных материалов и некоторые другие параметры трансформатора удобнее всего провести на реальном примере. Для этого по методике, разработанной в § 3.5, проведем предварительный расчет трехфазного масляного трансформатора типа ТМ-1600/35 мощностью 1600 кВ·А с номинальным напряжением обмотки ВН 35 кВ. Расчет проводится для двух вариантов трансформатора: вариант I — трансформатор с плоской шихтованной магнитной системой по рис. 2.5, *д* с медными обмотками и вариант II — трансформатор той же мощности и конструкции с обмотками из алюминиевого провода.

Задание. Тип трансформатора ТМ-1600/35 с концентрическими обмотками. Мощность трансформатора $S = 1600$ кВ·А; число фаз $m = 3$; частота $f = 50$ Гц. Номинальные напряжения обмоток: ВН 35 000± ±(2×2,5 %) В; НН 690 В; схема и группа соединения $У/У_0$—0. Переключение ответвлений ПБВ. Режим работы продолжительный; установка — наружная.

Вариант I. Трансформатор должен соответствовать требованиям ГОСТ 11677-85. Параметры трансформатора: напряжение короткого замыкания $u_к = 6,5$ %; потери короткого замыкания $P_к = 18\,000$ Вт; потери холостого хода $P_х = 3100$ Вт; ток холостого хода $i_0 = 1,3$ %.

Вариант II. Трансформатор также должен соответствовать требованиям ГОСТ 11677-85 при тех же параметрах холостого хода и короткого замыкания.

Расчет основных электрических величин и изоляционных расстояний. Расчет проводим для трехфазного трансформатора стержневого типа с концентрическими обмотками.

Мощность одной фазы и одного стержня

$$S_ф = S' = S/3 = 1600/3 = 533,3 \text{ кВ·А}.$$

Номинальные (линейные) токи на сторонах:

ВН $I_2 = 1600 \cdot 10^3/(\sqrt{3} \cdot 35\,000) = 26{,}4$ А;

НН $I_1 = 1600 \cdot 10^3(\sqrt{3} \cdot 690) = 1339$ А.

Фазные токи обмоток (схема соединения — звезда) равны линейным токам. Фазные напряжения обмоток ВН и НН при этом соединении

$$U_{ф2} = \frac{35\,000}{\sqrt{3}} = 20\,207\ В; \quad U_{ф1} = \frac{690}{\sqrt{3}} = 399\ В.$$

Испытательные напряжения обмоток (по табл. 4.1): для обмотки ВН $U_{исп} = 85$ кВ; для обмотки НН $U_{исп} = 5$ кВ.

По табл. 5.8 выбираем тип обмоток.

Вариант I. Обмотка ВН при напряжении 35 кВ и токе 26,4 А катушечная непрерывная; обмотка НН при напряжении 0,69 кВ и токе 1339 А винтовая

Вариант II. При тех же фазных токах и напряжениях обмотка НН цилиндрическая многослойная из алюминиевой ленты, обмотка ВН многослойная цилиндрическая из прямоугольного алюминиевого провода.

Для испытательного напряжения обмотки ВН $U_{исп} = 85$ кВ по табл. 4.5 находим изоляционные расстояния (см. рис. 3.5): $a'_{12} = 27$ мм; $l'_0 = 75$ мм; $a'_{22} = 30$ мм; для $U_{исп} = 5$ кВ по табл. 4.4 находим $a'_{01} = 15$ мм.

Вариант $I_м$. Плоская шихтованная магнитная система, обмотки из медного провода.

Определение исходных данных расчета

$$(a_1 + a_2)/3 = k\sqrt[4]{S'} \cdot 10^{-2} = 0{,}51\sqrt[4]{533{,}3} \cdot 10^{-2} = 0{,}0245\ м;$$

$k = 0{,}51$ по табл. 3.3;

$$a_р = a'_{12} + (a_1 + a_2)/3 = 0{,}027 + 0{,}0245 = 0{,}0515\ м.$$

Активная составляющая напряжения короткого замыкания

$$u_а = P_к/(10S) = 18\,000/10 \cdot 1600 = 1{,}125\ \%;$$

реактивная составляющая

$$u_р = \sqrt{u_к^2 - u_а^2} = \sqrt{6{,}5^2 - 1{,}125^2} = 6{,}4\%.$$

Согласно указаниям § 2.3 выбираем трехфазную стержневую шихтованную магнитную систему по рис. 2.5, *д* с косыми стыками на крайних стержнях и прямыми стыками на среднем стержне по рис. 2.17, *б*. Прессовка стержней бандажами из стеклоленты по рис. 2.18, *б* и ярм — стальными балками по рис. 2.21, *а*. Материал магнитной системы — холоднокатаная текстурованння рулонная сталь марки 3404 толщиной 0,35 мм.

Цена за 1 кг 0,833 руб. Индукция в стержне $B_с = 1{,}62$ Тл (по табл. 2.4). В сечении стержня восемь ступеней, коэффициент заполнения круга

$k_{кр}=0{,}928$ (см. табл. 2.5); изоляция пластин — нагревостойкое изоляционное покрытие, $k_з=0{,}97$ (см. табл. 2.2). Коэффициент заполнения сталью $k_с=k_{кр}k_з=0{,}928\cdot0{,}97=0{,}900$. Ярмо многоступенчатое, число ступеней шесть, коэффициент усиления ярма $k_я=1{,}03$ (табл. 8.7). Индукция в ярме $B_я=1{,}62/1{,}03=1{,}573$ Тл. Число зазоров в магнитной системе на косом стыке четыре, на прямом три. Индукция в зазоре на прямом стыке $B_з''=B_с=1{,}62$ Тл, на косом стыке $B_з'=B_с/\sqrt{2}=1{,}62/\sqrt{2}=$ $=1{,}146$ Тл.

Удельные потери в стали $p_с=1{,}353$ Вт/кг; $p_я=1{,}242$ Вт/кг. Удельная намагничивающая мощность $q_с=1{,}956$ В·А/кг; $q_я=1{,}66$ В·А/кг; для зазоров на прямых стыках $q_з''=25\,100$ В·А/м²; для зазоров на косых стыках $q_з'=3200$ В·А/м² (см. табл. 8.10, 8.17).

По табл. 3.6 находим коэффициент, учитывающий отношение основных потерь в обмотках к потерям короткого замыкания, $k_д=0{,}91$ и по табл. 3.4 и 3.5 — постоянные коэффициенты для медных обмоток $a=1{,}40$ и $b=0{,}31$. Принимаем $k_р=0{,}95$. Диапазон изменения β от 1,2 до 3,6 (см. табл. 12.1).

Расчет основных коэффициентов. По (3.30), (3.36), (3.43), (3.44), (3.52) и (3.65) находим коэффициенты

$$A=0{,}507\sqrt[4]{\frac{S'a_рk_р}{fu_рB_с^2k_с^2}}=0{,}507\sqrt[4]{\frac{533{,}3\cdot0{,}0515\cdot0{,}95}{50\cdot6{,}4\cdot1{,}62^2\cdot0{,}9^2}}=0{,}2243;$$

$$A_1=5{,}633\cdot10^4k_сA^3a=5{,}633\cdot10^4\cdot0{,}9\cdot0{,}2243^3\cdot1{,}4=800{,}9\ \text{кг};$$

$$A_2=3{,}605\cdot10^4k_сA^2l_0=3{,}605\cdot10^4\cdot0{,}9\cdot0{,}2243^2\cdot0{,}075=122{,}4\ \text{кг};$$

$$B_1=2{,}4\cdot10^4k_сk_яA^3(a+b+e)=2{,}4\cdot10^4\cdot0{,}9\cdot1{,}03\cdot0{,}2243^3(1{,}4+$$
$$+0{,}31+0{,}41)=529{,}7\ \text{кг};$$

$$B_2=2{,}4\cdot10^4k_сk_яA^2(a_{12}+a_{22})=2{,}4\cdot10^4\cdot0{,}9\cdot1{,}03\cdot0{,}2243^2(0{,}027+$$
$$+0{,}03)=61{,}1\ \text{кг};$$

$$C_1=K_0\frac{Sa^2}{k_дk_с^2B_с^2u_аA^2}=2{,}46\cdot10^{-2}\frac{1600\cdot1{,}4^2}{0{,}91\cdot0{,}9^2\cdot1{,}62^2\cdot1{,}125\cdot0{,}2243^2}=$$
$$=722{,}4\ \text{кг};$$

$$M=0{,}244\cdot10^{-6}k_{к,з}^2k_дk_р\frac{P_к}{aA}=0{,}244\cdot10^{-6}\cdot34{,}2^2\cdot0{,}91\cdot0{,}95\times$$
$$\times\frac{18\,000}{1{,}4\cdot0{,}2243}=14{,}14\ \text{МПа};$$

$$k_{к,з}=1{,}41\frac{100}{u_к}\left(1+e^{-\pi u_а/u_р}\right)=1{,}41\frac{100}{6{,}5}\left(1+e^{-\pi\cdot1{,}125/6{,}4}\right)=34{,}2.$$

Минимальная стоимость активной части трансформатора имеет мес-

то при условиях, определяемых (3.55). Для рассчитываемого трансформатора

$$B=\frac{2}{3}\,\frac{A_2+B_2}{B_1}=\frac{2}{3}\,\frac{122{,}4+61{,}1}{529{,}7}=0{,}232;$$

$$k_{\text{о,с}}=2{,}36 \text{ (см.табл. 3.7)};$$

$$C=A_1/(3B_1)=800{,}9/(3\cdot 529{,}7)=0{,}504;$$

$$k_{\text{и,р}}=1{,}06;$$

$$D=k_{\text{о,с}}k_{\text{и,р}}\frac{2}{3}\,\frac{C_1}{B_1}=\frac{2.722{,}4}{3.529{,}7}\cdot 2{,}36\cdot 1{,}06=2{,}27;$$

$$x^5+0{,}232\,x^4-0{,}504\,x-2{,}27=0.$$

Решение этого уравнения дает $\beta=2{,}14$, соответствующее минимальному $C'_{\text{а,ч}}$.

По (3.61) и (3.66) находим предельные значения β по допустимым значениям плотности тока и растягивающим механическим напряжениям

$$x_J\leqslant 4{,}5\sqrt{2{,}4\cdot 722{,}4/(0{,}91\cdot 18\,000)}=1{,}46;\quad \beta_J=x_J^4=1{,}46^4=4{,}56;$$

$$x_\sigma\leqslant\sqrt[3]{60/14{,}14}=1{,}619;\quad \beta_\sigma=1{,}619^4=6{,}87.$$

Оба полученных значения β лежат за пределами обычно применяемых. Масса одного угла магнитной системы по (3.45а)

$$G_{\text{у}}=0{,}492\cdot 10^4k_{\text{с}}k_{\text{я}}A^3x^3=0{,}492\cdot 10^4\cdot 0{,}9\cdot 1{,}03\cdot 0{,}2243^3x^3=51{,}47\;x^3.$$

Активное сечение стержня по (3.59)

$$\Pi_{\text{с}}=0{,}785\;k_{\text{с}}A^2x^2=0{,}785\cdot 0{,}9\cdot 2243^2x^2=0{,}0355\;x^2.$$

Площадь зазора на прямом стыке $\Pi''_{\text{з}}=\Pi_{\text{с}}=0{,}0355x^2$; на косом стыке $\Pi'_{\text{з}}=\Pi_{\text{с}}\sqrt{2}=0{,}05026x^2$.

Для магнитной системы рис. 2.17, *б* по (8.33) потери холостого хода с учетом табл. 8.10, 8.13 и 8.14

$$P_{\text{х}}=k_{\text{п,д}}p_{\text{с}}\,(G_{\text{с}}+0{,}5\,k_{\text{п,у}}G_{\text{у}})+k_{\text{п,д}}p_{\text{я}}\,(G_{\text{я}}-6G_{\text{у}}+0{,}5\,k_{\text{п,у}}G_{\text{у}})=$$
$$=1{,}15\cdot 1{,}353\,(G_{\text{с}}+0{,}5\cdot 10{,}18\,G_{\text{у}})+1{,}15\cdot 1{,}242\,(G_{\text{я}}-6G_{\text{у}}+0{,}5\cdot 10{,}18G_{\text{у}})=$$
$$=1{,}556\,G_{\text{с}}+1{,}428\,G_{\text{я}}+6{,}621\,G_{\text{у}}.$$

Намагничивающая мощность по (8.44) с учетом табл. 8.17 и 8.20

$$Q_x=k'_{\text{т,д}}k''_{\text{т,д}}q_{\text{с}}\,(G_{\text{с}}+0{,}5\,k_{\text{т,у}}k_{\text{т,пл}}G_{\text{у}})+k'_{\text{т,д}}k''_{\text{т,д}}q_{\text{я}}\,(G_{\text{я}}-6G_{\text{у}}+$$
$$+0{,}5\,k_{\text{т,у}}k_{\text{т,пл}}G_{\text{у}})+k''_{\text{т,д}}\,\Sigma\,q_{\text{з}}n_{\text{з}}\Pi_{\text{з}};$$

$$Q_{\text{х}}=1{,}20\cdot 1{,}956\,(G_{\text{с}}+0{,}5\cdot 42{,}45\cdot 1{,}25\,G_{\text{у}})+1{,}20\cdot 1{,}07\cdot 1{,}66\,(G_{\text{я}}-$$
$$-6G_{\text{у}}+0{,}5\cdot 42{,}45\cdot 1{,}25\,G_{\text{у}})+1{,}07\cdot 3200\cdot 4\cdot 0{,}05026\,x^2+1{,}07\cdot 25\,000\times$$
$$\times 3\cdot 0{,}0355\,x^2=2{,}512\,G_{\text{с}}+2{,}131\,G_{\text{я}}+116{,}42\,G_{\text{у}}+3537\,x^2.$$

Далее определяются основные размеры трансформатора

$$d = Ax; \quad d_{12} = aAx; \quad l = \pi d_{12}/\beta; \quad 2a_2 = bd;$$

$$C = d_{12} + a_{12} + 2a_2 + a_{22}.$$

Весь дальнейший расчет, начиная с определения массы стали магнитной системы, для пяти различных значений β (от 1,2 до 3,6) проводится в форме табл. 3.8.

Вариант II$_{А}$. Магнитная система плоская шихтованная по рис. 2.5, *д*. Обмотка ВН многослойная цилиндрическая из прямоугольного алюминиевого провода с электростатическим экраном. Обмотка НН из алюминиевой ленты.

Определение исходных данных расчета

$(a_1+a_2)/3 = 1{,}25\sqrt[4]{S'}\cdot 10^{-2} = 1{,}25\cdot 0{,}51\sqrt[4]{533{,}3}\cdot 10^{-2} = 0{,}0306$ м (см. табл. 3.3, прим. 1);

$$a_р = a_{12} + (a_1 + a_2)/3 = 0{,}03 + 0{,}0306 = 0{,}0606 \text{ м}$$

(см. табл. 4.5, прим. 1).

Активная составляющая напряжения короткого замыкания

$$u_а = P_к/(10S) = 18\,000/(10\cdot 1600) = 1{,}125\ \%;$$

реактивная составляющая

$$u_р = \sqrt{u_к^2 - u_а^2} = \sqrt{6{,}5^2 - 1{,}125^2} = 6{,}4\ \%.$$

Согласно указаниям § 2.3 выбираем трехфазную стержневую шихтованную магнитную систему по рис. 2.5, *д* с косыми стыками на крайних стержнях и прямыми стыками на среднем стержне по рис. 2.17, *б*. Прессовка стержней бандажами из стеклоленты по рис. 2.18, *б* и ярм— стальными балками по рис. 2.21, *а*. Материал магнитной системы холоднокатаная текстурованная рулонная сталь марки 3404 толщиной 0,35 мм. Цена 0,833 руб/кг. Индукция в стержне $B_с = 1{,}62$ Тл (см. табл. 2.4). В сечении стержня восемь ступеней, коэффициент заполнения круга $k_{кр} = 0{,}928$ (см. табл. 2.5); изоляция пластин — нагревостойкое изоляционное покрытие, $k_з = 0{,}97$ (см. табл. 2.3). Коэффициент заполнения сталью $k_с = k_{кр}k_з = 0{,}928\cdot 0{,}97 = 0{,}9$. Ярмо многоступенчатое, число ступеней шесть, коэффициент усиления ярма $k_я = 1{,}03$ (см. табл. 8.7). Индукция в ярме $B_я = 1{,}62/1{,}03 = 1{,}573$ Тл. Число зазоров в магнитной системе на косом стыке четыре, на прямом три. Индукция в зазоре на прямом стыке $B_з'' = B_с = 1{,}62$ Тл, на косом стыке $B_з' = B_с/\sqrt{2} = 1{,}62/\sqrt{2} = 1{,}146$ Тл.

Удельные потери в стали $p_с = 1{,}353$ Вт/кг; $p_я = 1{,}242$ Вт/кг. Удельная намагничивающая мощность $q_с = 1{,}956$ В·А/кг, $q_я = 1{,}66$ В·А/кг; для зазоров на прямых стыках $q_з'' = 25\,000$ В·А/м²; для зазоров на косых стыках $q_з' = 3200$ В·А/м² (см. табл. 8.10, 8.17).

По табл. 3.6 находим коэффициент, учитывающий отношение основных потерь в обмотках к потерям короткого замыкания $k_д = 0{,}91$ и по

Таблица 3.8. Предварительный расчет трансформатора типа ТМ-1600/35 с плоской шихтованной магнитной системой и медными обмотками

β	1,2	1,8	2,4	3,0	3,6
$x=\sqrt[4]{\beta}$	1,048	1,16	1,245	1,32	1,38
$x^2=\sqrt[4]{\beta^2}$	1,096	1,344	1,55	1,734	1,90
$x^3=\sqrt[4]{\beta^3}$	1,148	1,56	1,93	2,29	2,62
$\frac{A_1}{x}=\frac{800,9}{x}$	764,2	690,4	643,3	606,7	580,4
$A_2x^2=122,4\ x^2$	134,2	164,5	189,7	212,2	232,6
$G_c=\frac{A_1}{x}+A_2x^2$	898,4	854,9	833,0	818,9	813,0
$B_1x^3=529,7\ x^3$	608,1	826,3	1022,3	1213,0	1387,8
$B_2x^2=61,1\ x^2$	67,0	82,1	94,7	105,9	116,1
$G_я=B_1x^3+B_2x^2$	675,1	908,4	1117,0	1318,9	1503,9
$G_{ст}=G_c+G_я$	1573,5	1763,3	1950,0	2137,8	2316,9
$G_у=51,47\ x^3$	59,1	80,3	99,3	117,9	134,9
$1,556\ G_c$	1397,9	1330,2	1296,1	1274,2	1265,0
$1,428\ G_я$	964,0	1297,2	1595,1	1883,4	2147,6
$6,621\ G_у$	391,3	531,7	657,5	780,6	893,2
$P_x=1,556\ G_c+1,428$	2753,2	3159,1	3548,7	3938,2	4305,8
$П_c=0,0355\ x^2$	0,03891	0,04771	0,05503	0,06156	0,06745
$2,512\ G_c$	2256,8	2147,5	2092,5	2057,1	2085,0
$2,131\ G_я$	1438,6	1935,8	2380,3	2810,6	3204,8
$116,42\ G_у$	6880,4	9348,5	11 560	13 726	15 705
$3537\ x^2$	3876,5	4753,7	5482,4	6133,2	6720,3
Q_x	14452,3	18185,5	21515,2	24726,9	27715,1
$i_0=\frac{Q_x}{10S}$, %	0,903	1,137	1,345	1,545	1,732
$G_0=\frac{C_1}{x^2}=\frac{722,4}{x^2}$	659,1	537,5	466,1	416,6	380,2
$1,03\ G_0$	678,9	553,6	480,1	429,1	391,6
$G_{пр}=1,03\cdot 1,03\ G_0$	699,3	570,2	494,5	442,0	403,3
$k_{о,с}\ G_{пр}=2,36\ G_{пр}$	1650,0	1345,6	1167,0	1043,0	951,8
$C_{а,ч}=G_{ст}+k_{о,с}\ G_{пр}$	3223,5	3108,9	3117,0	3187,8	3268,7
$J=\sqrt{\frac{0,91\cdot 18\,000}{2,4\ G_0}}\times 10^6$	$3,218\cdot 10^6$	$3,56\cdot 10^6$	$3,826\cdot 10^6$	$4,048\cdot 10^6$	$4,326\cdot 10^6$
$\sigma_р=Mx^3=14,14\ x^3$	16,23	22,06	27,29	32,38	37,05
$d=Ax=0,2243\ x$	0,2351	0,2620	0,2793	0,2961	0,3095
$d_{12}=ad=1,40\ d$	0,3291	0,3668	0,3910	0,4145	0,4333
$l=\pi d_{12}/\beta$	0,8616	0,6402	0,5118	0,4341	0,3781
$C=d_{12}+a_{12}+2a_2+a_{22}$	0,4590	0,5050	0,5346	0,5633	0,5862

табл. 3.4 и 3.5 постоянные коэффициенты для алюминиевых обмоток $a=1{,}06\cdot 1{,}40=1{,}484$ и $b=1{,}25\cdot 0{,}31=0{,}388$ Принимаем $k_p=0{,}95$. Диапазон изменения β от 1,2 до 3,6.

Расчет основных коэффициентов. По (3.30), (3.36), (3.43), (3.44), (3.52) и (3.65) находим коэффициенты

$$A=0{,}507\sqrt[4]{\frac{S'a_p k_p}{f u_p B_c^2 k_c^2}}=0{,}507\sqrt[4]{\frac{533{,}3\cdot 0{,}0606\cdot 0{,}95}{50\cdot 6{,}4\cdot 1{,}62^2\cdot 0{,}9^2}}=0{,}2337;$$

$$A_1=5{,}633\cdot 10^4 k_c A^3 a=5{,}633\cdot 10^4\cdot 0{,}9\cdot 0{,}2337^3\cdot 1{,}484=960{,}26 \text{ кг};$$

$$A_2=3{,}605\cdot 10^4 k_c A^2 l_0=3{,}605\cdot 10^4\cdot 0{,}9\cdot 0{,}2337^2\cdot 0{,}075=132{,}9 \text{ кг};$$

$$B_1=2{,}4\cdot 10^4 k_c k_я A^3(a+b+e)=2{,}4\cdot 10^4\cdot 0{,}9\cdot 1{,}03\cdot 0{,}2337^3\times$$
$$\times(1{,}484+0{,}388+0{,}41)=648 \text{ кг};$$

$$B_2=2{,}4\cdot 10^4 k_c k_я A^2(a_{12}+a_{22})=2{,}4\cdot 10^4\cdot 0{,}9\cdot 1{,}03\cdot 0{,}2337^2\times$$
$$\times(0{,}03+0{,}03)=72{,}9 \text{ кг};$$

$$C_1=1{,}20\cdot 10^{-2}\frac{Sa^2}{k_д k_c^2 B_c^2 u_a A^2}=\frac{1{,}2\cdot 10^{-2}\cdot 1600\cdot 1{,}484^2}{0{,}91\cdot 0{,}9^2\cdot 1{,}62^2\cdot 1{,}125\cdot 0{,}2337^2}=$$
$$=355{,}75 \text{ кг};$$

$$M=0{,}156\cdot 10^{-6}k^2_{к,з}k_д k_p\frac{P_к}{aA}=0{,}156\cdot 10^{-6}\cdot 34{,}2^2\cdot 0{,}91\cdot 0{,}95\times$$
$$\times\frac{18\,000}{1{,}484\cdot 0{,}2337}=8{,}19 \text{ МПа};$$

$$k_{к,з}=1{,}41\frac{100}{u_к}\left(1+e^{-\pi u_a/u_p}\right)=1{,}41\frac{100}{6{,}5}\left(1+e^{-1{,}125\pi/6{,}4}\right)=34{,}2.$$

Минимальная стоимость активной части трансформатора имеет место при условиях, определяемых уравнением (3.55). Для рассчитываемого трансформатора

$$B=2(A_2+B_2)/(3B_1)=2(132{,}9+72{,}90)/(3\cdot 648{,}0)=0{,}211;$$

$$k_{о,с}=2{,}36 \text{ (см. табл. 3.7)};$$

$$C=\frac{A_1}{3B_1}=\frac{960{,}26}{3\cdot 648{,}0}=0{,}494;\quad k_{и,р}=1{,}13;$$

$$D=\frac{2}{3}\,\frac{C_1}{B_1}k_{о,с}k_{и,р}=\frac{2}{3}\cdot\frac{355{,}75\cdot 2{,}56\cdot 1{,}13}{648{,}0}=1{,}059;$$

$$x^5+0{,}211x^4-0{,}494x-1{,}059=0.$$

Решение этого уравнения дает значение $\beta=1{,}36$, соответствующее минимальной стоимости активной части.

По (3.61) и (3.66) находим предельные значения β по допустимым значениям плотности тока и растягивающим механическим напряжениям:

$$x_J=2{,}7\sqrt{12{,}75\cdot 355{,}75/(0{,}91\cdot 18\,000)}=1{,}4208;$$

$$\beta_j = 1{,}4208^4 = 4{,}076 \text{ [по (3,61}a\text{)]};$$

$$x_\sigma = \sqrt[3]{25/8{,}19} = 1{,}451; \quad \beta_\sigma = 1{,}451^4 = 4{,}43 \text{ [по (3.66)]}.$$

Оба полученных значения β лежат за пределами обычно применяемых. Масса одного угла магнитной системы по (3.45)

$$G_у = 0{,}492 \cdot 10^4 k_c k_я A^3 x^3 = 0{,}492 \cdot 10^4 \cdot 0{,}9 \cdot 1{,}03 \cdot 0{,}2337^3 x^3 = 58{,}21 x^3.$$

Активное сечение стержня по (3.59)

$$П_с = 0{,}785\, k_c A^2 x^2 = 0{,}785 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}2337^2 x^2 = 0{,}0386\, x^2.$$

Площадь зазора на прямом стыке $П''_з = П_с = 0{,}0386 x^2$, площадь зазора на косом стыке

$$П'_з = П_с \sqrt{2} = 0{,}0386 \sqrt{2} = 0{,}0546\, x^2.$$

Для магнитной системы рис. 2.17, *б* по (8.33) потери холостого хода с учетом табл. 8.10, 8.12 и 8.14

$$P_х = k_{п,д} p_c (G_c + 0{,}5\, K_{п,у} G_у) + k_{п,д} p_я (G_я - 6G_у + 0{,}5\, K_{п,у} G_у) =$$
$$= 1{,}15 \cdot 1{,}353 (G_c + 0{,}5 \cdot 10{,}18\, G_у) + 1{,}15 \cdot 1{,}242 (G_я - 6G_у +$$
$$+ 0{,}5 \cdot 10{,}18\, G_у) = 1{,}556\, G_c + 1{,}428\, G_я + 6{,}621\, G_у.$$

Намагничивающая мощность по (8.44) с учетом табл. 8.17 и 8.20

$$Q_х = k'_{т,д} k''_{т,д} q_с \left(G_с + 0{,}5\, K_{т,у} k_{т,пл} G_у\right) + k'_{т,д} k''_{т,д} q_я \left(G_я - 6G_у +\right.$$
$$\left. + 0{,}5\, K_{т,у} k_{т,пл} G_у\right) + k''_{т,д} \sum q_з n_з П_з;$$

$$Q_х = 1{,}2 \cdot 1{,}956 (G_c + 0{,}5\ 42{,}45 \cdot 1{,}25\, G_у) + 1{,}2 \cdot 1{,}07 \cdot 1{,}66 (G_я - 6G_у +$$
$$+ 0{,}5 \cdot 42{,}45 \cdot 1{,}25\, G_у) + 1{,}07 \cdot 3200 \cdot 4 \cdot 0{,}0546 x^2 + 1{,}07 \cdot 25\,000 \cdot 3 \cdot 0{,}0386 x^2 =$$
$$= 2{,}512\, G_c + 2{,}131\, G_я + 116{,}42\, G_у + 3845{,}5\, x^2.$$

Далее определяются основные размеры трансформатора:

$$d = Ax; \quad d_{12} = aAx; \quad l = \pi d_{12}/\beta;$$
$$2a_2 = bd \quad \text{и} \quad C = d_{12} + a_{12} + 2a_2 + a_{22}.$$

Весь дальнейший расчет, начиная с определения массы стали магнитной системы, для пяти различных значений β (от 1,2 до 3,6) проводится в форме табл. 3.9.

Результаты расчетов, приведенные в табл. 3.8 и 3.9, показаны в виде графиков на рис. 3.9—3.14.

Графики на рис. 3.9 для вариантов $I_М$ и $II_А$ позволяют заметить, что с ростом β масса металла обмоток $G_о$ и масса стали в стержнях $C_с$ уменьшаются, а масса стали в ярмах $G_я$ и общая масса стали $G_{ст}$ трансформатора возрастают. Общая стоимость активной части $C_{а,ч}$ (рис. 3.10) с ростом β сначала падает, а затем, пройдя через минимальное значение, снова возрастает. Поскольку с увеличе-

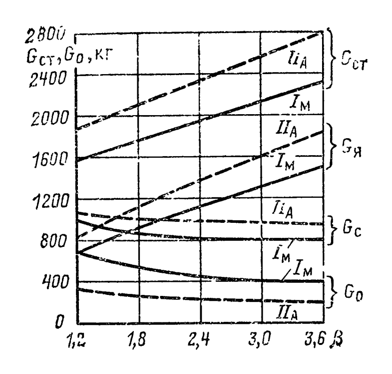


Рис. 3.9. Изменение массы стали стержней $G_с$, ярм $G_я$, магнитной системы $G_{ст}$ и металла обмоток $G_о$ с изменением β для трансформатора типа ТМ-1600/35 с медными ($I_М$) и алюминиевыми обмотками ($II_А$)

Рис. 3.10. Изменение относительной стоимости активной части с изменением β для трансформатора типа ТМ-1600/35 с медными ($I_М$) и алюминиевыми ($II_А$) обмотками

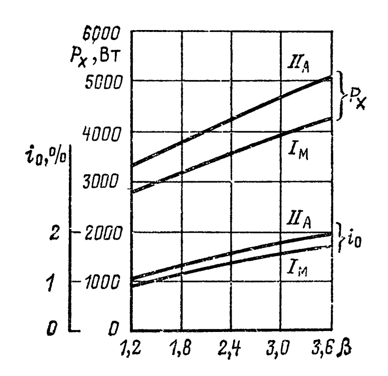


Рис. 3.11. Изменение потерь и тока холостого хода с изменением β для трансформатора типа ТМ-1600/35 с медными ($I_М$) и алюминиевыми ($II_А$) обмотками

Рис. 3.12. Изменение механических напряжений и плотности тока с изменением β для трансформатора типа ТМ-1600/35 с медными ($I_М$) и алюминиевыми ($II_А$) обмотками

нием β при сохранении индукции $B_с$ общая масса стали возрастает, должны возрастать также потери и ток холостого хода, что подтверждается графиками $P_х$ и i_0 на рис. 3.11.

β	1,2	1,8	2,4	3,0	3,6
$x=\sqrt[4]{\beta}$	1,048	1,16	1,245	1,32	1,38
$x^2=\sqrt[4]{\beta^2}$	1,096	1,344	1,55	1,734	1,90
$x^3=\sqrt[4]{\beta^3}$	1,148	1,56	1,93	2,29	2,62
$A_1/x=960,26/x$	916,3	827,8	771,3	727,5	695,8
$A_2x^2=132,9\,x^2$	145,6	178,6	206,0	230,5	252,5
$G_c=A_1/x+A_2x^2$	1061,9	1006,4	977,3	958,0	948,3
$B_1x^3=648\ x^3$	743,9	1010,9	1250,6	1483,9	1697,8
$B_2x^2=72,9\ x^2$	79,9	98,0	113,0	126,4	138,5
$G_я=B_1x^3+B_2x^2$	823,8	1108,9	1363,3	1610,3	1836,3
$G_{ст}=G_c+G_я$	1885,7	2115,3	2340,5	2568,3	2784,6
$G_у=58,21\ x^3$	66,83	90,8	112,3	133,3	152,5
$1,556\ G_c$	1652,3	1566,0	1520,6	1490,6	1475,6
$1,428\ G_я$	1176,4	1583,5	1946,8	2300,0	2622,2
$6,621\ G_у$	442,5	601,8	743,5	882,6	1008,4
$P_х=1,556\ G_c+1,428\ G_я+6,621\ G_у$	3271,2	3751,3	4210,9	4673,2	5106,2
$П_c=0,0386\ x^2$	0,04231	0,05788	0,05983	0,06693	0,07334

$2,512\,G_с$	2667,5	2528,1	2455,0	2406,5	2382,1
$2,131\,G_я$	1755,5	2363,1	2905,2	3431,5	3913,2
$116,42\,G_у$	7780,3	10571,0	13074,0	15518,8	17754,0
$3845,5\,x^2$	4214,7	5168,4	5960,5	6668,1	7306,5
$Q_х$	16418,0	20820,6	24394,7	28024,9	31355,8
$i_0=Q_х/(10\,S)$, %	1,026	1,301	1,525	1,752	1,959
$G_о=\dfrac{355,75}{x^2}$	324,6	264,7	229,5	205,2	187,2
$1,03\,G_о$	334,3	272,6	236,4	211,4	192,9
$G_{пр}=1,10\cdot1,03\,G_о$	367,7	329,8	260,0	232,5	212,2
$k_{о,с}\,G_{пр}=2,56\,G_{пр}$	941,3	844,3	665,6	595,2	543,2
$C_{а,ч}=k_{о,с}\,G_{пр}+G_{ст}$	2827	2959,6	3006,1	3163,5	3327,8
$J=\sqrt{\dfrac{0,91\cdot18\,000}{12,75\,G_о}}\cdot10^6$	$1,989\cdot10^6$	$2,202\cdot10^6$	$2,366\cdot10^6$	$2,502\cdot10^6$	$2,620\cdot10^6$
$\sigma_р=Mx^3=8,19\,x^3$	9,400	12,78	15,80	18,76	21,46
$d=Ax=0,2337x$	0,2449	0,2711	0,2910	0,3085	0,3225
$d_{12}=ad=1,484\,d$	0,3634	0,4023	0,4318	0,4578	0,4786
$l=\pi d_{12}/\beta$	0,9513	0,7021	0,5652	0,4794	0,4177
$C=d_{12}+a_{12}+bd+a_{22}$	0,5184	0,5675	0,6047	0,6375	0,6637

Уменьшение массы металла обмоток с ростом β при сохранении потерь короткого замыкания приводит к уменьшению сечения как всей обмотки, так и каждого ее витка, а следовательно, к увеличению плотности тока и механических напряжений от растяжения в обмотках при коротком замыкании трансформатора. Рост плотности тока J и напряжений от растяжения в проводе обмотки $\sigma_р$ для рассчитанного трансформатора виден из графиков, показанных на рис. 3.12.

Принципиальные выводы в отношении характера изменения масс активных материалов, стоимости активной части, потерь и тока холостого хода, плотности тока и механических напряжений от растяжения с изменением соотношения размеров β, сделанные на основании графиков рис. 3.9—3.12, являются общими для обоих вариантов расчета трансформатора с медными и алюминиевыми обмотками, с плоской магнитной системой.

Различие в результатах расчета трансформатора с медными и алюминиевыми обмотками можно определить путем сравнения графиков для вариантов $I_М$ и $II_А$, рассчитанных для одинаковых параметров холостого хода и короткого замыкания при одинаковых конструкциях магнитной системы и обмоток. При переходе от меди к алюминию и при сохранении потерь короткого замыкания вследствие более высокого, чем у меди, удельного сопротивления алюминия радиальные размеры обмоток (a_1, a_2) и соответствующие коэффициенты (a, b) увеличиваются. Это ведет к увеличению коэффициентов A_1, A_2, B_1, B_2 и к увеличению при равных значениях β массы стали по сравнению с этими величинами для трансформаторов, имеющих медные обмотки. Поэтому графики $G_{стА}=f(\beta)$; $P_{хА}=f(\beta)$ и $i_{0А}=f(\beta)$ располагаются выше соответствующих графиков для трансформатора с медными обмотками. Поскольку общий объем и поперечное сечение алюминиевых обмоток больше, чем у медных, графики $J_А=f(\beta)$ и $\sigma_р=f(\beta)$ располагаются ниже, чем у трансформатора с медными обмотками. При этом общий характер всех графиков $G_{стА}$, $G_{оА}$, $P_{хА}$, $i_{оА}$, $J_А$, $\sigma_{рА}$ остается таким же, как у соответствующих графиков трансформатора с медными обмотками.

Ранее было найдено β=2,14, соответствующее минимальной стоимости активной части трансформатора варианта $I_М$ с медными обмотками. График $C_{а,ч}$ на рис. 3.10 позволяет установить, что при изменении β в широких пре-

делах — от 1,74 до 2,6 стоимость активной части отличается от минимума не более чем на 1 %.

Широкий диапазон значений β, практически обеспечивающий получение минимальной стоимости активной части трансформатора с отклонением от минимума не более чем на 1 %, еще не определяет оптимального значения β. Для выбора оптимального β необходимо обратиться к другим критериям. Графики на рис. 3.11 позволяют определить предельные значения $\beta \leqslant 1{,}71$ для заданных потерь холостого хода $P_x = 3100$ Вт. Предельное значение для заданного значения тока холостого хода $i_0 = 1{,}3$ % составляет $\beta \leqslant 2{,}25$. Ранее были установлены предельные значения, ограниченные плотностью тока, $\beta \leqslant 4{,}56$, и механической прочностью обмоток при коротком замыкании, $\beta \leqslant 6{,}87$. Полученные по этим критериям предельные значения β сведены для обоих вариантов в табл. 3.10 и графически представлены на рис. 3.13.

На этом рисунке заштрихованы те зоны, в которых данный параметр выходит за пределы, установленные для него ГОСТ или заданными условиями. Выбор значений β

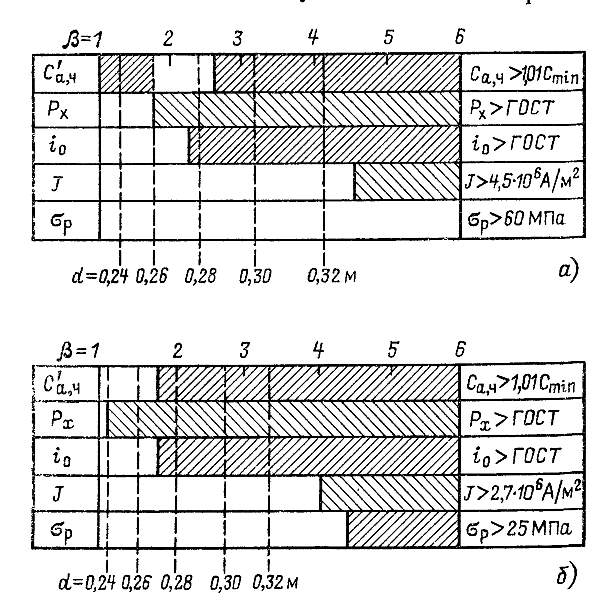


Рис. 3.13 Определение оптимального значения β и диаметра стержня d для трансформатора типа ТМ-1600/35 с медными (a) и алюминиевыми ($б$) обмотками

Таблица 3.10. **Предельные значения β, полученные при предварительном расчете**

Вариант	$C'_{а,ч}\ min$	$P_х$	i_0	J	$\sigma_р$
$I_М$	2,14 (1,74—2,6)	1,71	2,25	4,56	6,87
$II_А$	1,22 (1,00—1,80)	1,10	1,80	4,08	4,43

и диаметра стержня возможен только в пределах всех незаштрихованных зон.

График на рис. 3.13, *а* позволяет для трансформатора с медными обмотками определить оптимальное значение β с учетом всех исследованных критериев. Из этого графика следует, что верхнее предельное значение β=1,71 для данного трансформатора определяется по заданным потерям холостого хода. На этом же графике нанесены линии, соответствующие четным значениям шкалы нормализованных диаметров стержня от 0,24 до 0,32 м (нормализованная шкала диаметров содержит также и нечетные значения 0,25; 0,27 м и т. д.). С учетом заданных критериев выбираем значение d=0,26 м при β=1,804. В этом случае стоимость активной части отличается от минимального значения не более чем на 1 %, потери холостого хода несколько превышают заданное значение и ток холостого хода оказывается ниже заданного значения.

Минимальная стоимость активной части трансформатора того же типа с алюминиевыми обмотками — вариант $II_А$ — по графику рис. 3.10 составляет 87,5 % минимальной стоимости активной части трансформатора с медными обмотками ($I_М$) и точка минимума сдвинута к значению β=1,22. По графику рис. 3.13, *б* возможен выбор нормализованного диаметра стержня d=0,25 м при β=1,31. Потери холостого хода при этом будут несколько выше заданного значения 3100 Вт, ток холостого хода ниже заданного значения 1,3 % и стоимость активной части близка к минимальной.

Обобщенный метод позволяет рассчитать ряд параметров трансформатора без определения его основных размеров l, d и C, которые также могут быть рассчитаны по (3.13), (3.29) и (3.40). На рис. 3.14 показано изменение этих размеров для двух исследованных вариантов расчета трансформатора.

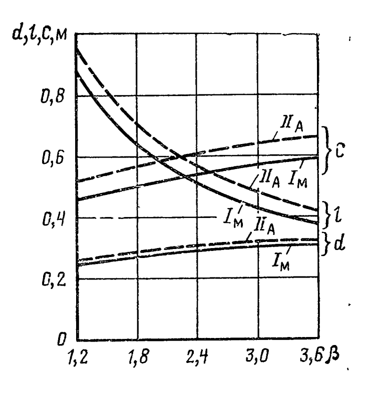


Рис. 3.14. Изменение основных размеров — диаметра стержня d, высоты обмотки l и расстояния между осями стержней C с изменением β для трансформаторов типа ТМ-1600/35 с медными ($I_М$) и алюминиевыми ($II_А$) обмотками

Для выбранных значений d и β рассчитываем и находим по графикам приведенные ниже данные трансформаторов для примеров расчета § 3.6.

Вариант $I_М$ — медные обмотки. $\beta=1{,}804$; $x=1{,}161$; $x^2=1{,}346$; $x^3=1{,}562$. Диаметр стержня

$$d = Ax = 0{,}2243 \cdot 1{,}161 = 0{,}26 \text{ м}.$$

Активное сечение стержня

$$П_с = 0{,}0355 \cdot 1{,}346 = 0{,}4778 \text{ м}^2.$$

Средний диаметр обмоток

$$d_{12} = aAx = 1{,}40 \cdot 0{,}2243 \cdot 1{,}161 = 0{,}3645 \text{ м}.$$

Высота обмоток

$$l = \pi d_{12}/\beta = \pi \cdot 0{,}3645/1{,}804 = 0{,}6348 \text{ м}.$$

Высота стержня

$$l_с = l + 2l_0 = 0{,}6348 + 2 \cdot 0{,}075 = 0{,}7848 \text{ м}.$$

Расстояние между осями стержней

$$C = d_{12} + a_{12} + bd + a_{22} = 0{,}3645 + 0{,}027 + + 0{,}31 \cdot 0{,}26 + 0{,}03 = 0{,}5021 \text{ м}.$$

Электродвижущая сила одного витка

$$u_в = 4{,}44 \cdot f П_с B_с = 4{,}44 \cdot 50\ 1{,}62 \cdot 0{,}04778 = 17{,}18 \text{ В}.$$

Масса стали $G_{ст}=1765$ кг; масса металла обмоток $G_о=537$ кг; масса провода $G_{пр}=537 \cdot 1{,}03=553{,}1$ кг; плотность тока $J=3{,}58 \cdot 10^6$ А/м². Механические напряжения в обмотках $\sigma_р=14{,}14 \cdot 1{,}562=22{,}1$ МПа. Стоимость активной части $C'_{а,ч}=3224$ условных единиц, в денежном выражении $C_{а,ч}=C'_{а,ч}\ c_{ст}=3224 \cdot 1{,}06=3417{,}4$ руб. (см. табл. 3.7).

Потери и ток холостого хода $P_х=3162$ Вт и $i_0=1{,}145$ %.

Вариант II_A — алюминиевые обмотки. $\beta=1{,}31$; $x=1{,}070$; $x^2=1{,}145$; $x^3=1{,}225$.

Диаметр стержня

$$d = 0{,}2337 \cdot 1{,}07 = 0{,}250 \text{ м}.$$

Активное сечение стержня

$$П_с = 0{,}0386 \cdot 1{,}145 = 0{,}0442 \text{ м}^2.$$

Средний диаметр обмоток

$$d_{12} = 1{,}484 \cdot 0{,}250 = 0{,}3710 \text{ м}.$$

Высота обмоток

$$l = \pi \cdot 0{,}3710/1{,}31 = 0{,}8897 \text{ м}.$$

Высота стержня

$$l_с = 0{,}8897 + 2 \cdot 0{,}075 = 1{,}0397 \text{ м}.$$

Расстояние между осями стержней

$$C = 0{,}3710 + 0{,}0300 + 0{,}388 \cdot 0{,}250 + 0{,}0300 = 0{,}5217 \text{ м}.$$

Напряжение одного витка

$$u_в = 4{,}44 \cdot 50 \cdot 1{,}62 \cdot 0{,}0442 = 15{,}89 \text{ В}.$$

Масса стали $G_{ст}=1927{,}6$ кг; масса металла обмоток $G_о=314{,}0$ кг; масса провода $G_{пр}=1{,}10 \cdot 345{,}4$ кг; плотность тока $J=2{,}029 \cdot 10^6$ А/м². Механические напряжения в обмотках $\sigma_р=8{,}19 \cdot 1{,}225=10{,}03$ МПа. Стоимость активной части $C'_{а,ч}=2851$ условных едининиц. В денежном выражении $C_{а,ч}=C'_{а,ч} c_{ст}=2851 \cdot 1{,}06=3022$ руб. (см. табл. 3.7). Потери и ток холостого хода $P_х=3359$ Вт; $i_0=1{,}076$ %.

Результаты проведенного в этой главе предварительного расчета двух вариантов трансформатора типа ТМ-1600/35 и полного расчета, проведенного в гл. 6—8, приведены в табл. 3.11. Основные размеры этих трансформаторов показаны на рис. 3.15. Результаты полного расчета достаточно хорошо сходятся с результатами предварительного расчета.

Необходимо отметить, что в процессе проведения предварительного расчета по обобщенному методу была получена возможность выбора оптимального варианта размеров трансформатора, определения и оценки ряда его параметров — масс активных материалов, стоимости активной части, параметров холостого хода и др. при предельно возможном диапазоне изменения соотношения основных размеров β и без детального расчета. При этом все исследованные варианты имели одинаковые заранее фиксированные параметры короткого замыкания.

Таблица 3.11. **Сравнение данных предварительного и полного расчета трансформатора типа ТМ-1600/35**

Показатели	Задано	Трансформатор с медными обмотками, $I_М$		Трансформатор с алюминиевыми обмотками, $II_А$	
		Предварительный расчет	Полный расчет	Предварительный расчет	Полный расчет
Параметры					
Полные потери, Вт	21 100	21 160	21 667	21 360	21 459
Потери короткого замыкания, Вт	18 000	18 000	18 265	18 000	18 186
Потери холостого хода, Вт	3100	3160	3402	3360	3273
Напряжение короткого замыкания, %	6,5	6,5	6,92	6,5	6,57
Ток холостого хода, %	1,3	1,145	0,971	1,076	0,92
Механические напряжения, МПа	—	22,1	16,78	10,03	8,43
Электромагнитные нагрузки					
Индукция $B_с$, Тл	1,62	1,62	1,588	1,62	1,563
Плотность тока J, А/м²	—	$3{,}58\cdot10^6$	$3{,}42\cdot10^6$	$2{,}029\cdot10^6$	$1{,}945\cdot10^6$
Основные размеры					
β	—	1,804	1,7945	1,31	1,374
d, м	—	0,260	0,260	0,250	0,250
Средний диаметр d_{12}, м	—	0,3645	0,3770	0,3710	0,3760
Высота обмотки l, м	—	0,6348	0,660	0,8897	0,860
Высота стержня $l_{ст}$, м	—	0,7848	0,810	1,0397	1,010
Расстояние между осями C, м	—	0,5021	0,520	0,5217	0,530
Данные масс					
Масса стали $G_{ст}$, кг	—	1765	1862,2	1927,6	1926,4
Масса металла обмоток 1,03 $G_о$, кг	—	552,0	619,4	324	358,6

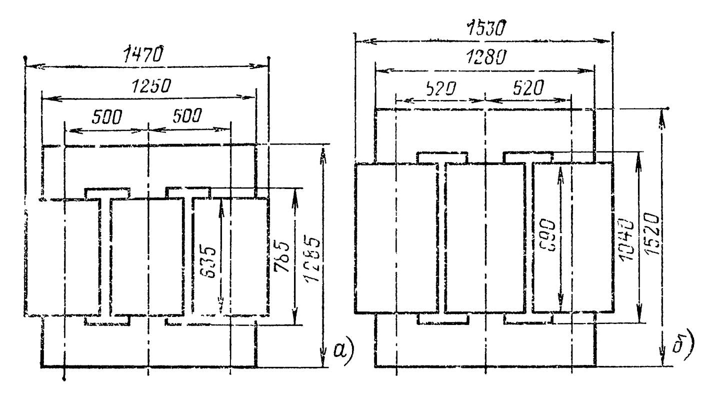


Рис. 3.15. Основные размеры двух трансформаторов типа ТМ-1600/35 с медными (*а*) и алюминиевыми (*б*) обмотками

Подобное исследование, проведенное для ряда трансформаторов современных серий, показало, что общий характер изменения экономических и технических параметров с изменением β отличается теми же закономерностями, что и в разобранном примере с трансформатором типа ТМ-1600/35. Однако для трансформатора каждого типа при этом получаются свои пределы оптимального значения β. Так для трансформаторов с воздушным охлаждением с изоляцией обмоток повышенных классов нагревостойкости от В до Н вследствие относительно высоких цен изоляционных материалов минимум стоимости активной части сдвигается в зону более высоких значений β, где уменьшается масса металла обмоток и изоляции при относительном увеличении массы стали.

Обобщенный метод расчета силового трансформатора может быть также применен для исследования влияния некоторых исходных данных расчета на технические и экономические параметры трансформатора (см. гл. 11) и для расчета трансформаторов новой серии с определением не только оптимальных размеров трансформатора, но также и рациональных значений его параметров холостого хода и короткого замыкания (см. гл. 12).

Обобщенный метод расчета, разработанный в настоящей главе, позволяет на предварительной стадии вести расчет силовых трансформаторов с различными конструкциями магнитных систем — плоскими и пространственными, с обмотками из медного и алюминиевого провода, с масляным и воздушным охлаждением, в широком диапазоне мощно-

стей при разных классах напряжения. Для всех этих вариантов получены принципиально одинаковые математические выражения, различающиеся лишь коэффициентами, учитывающими особенности той или иной конструкции, материала или способа охлаждения, чем определяется универсальность разработанного метода.

Применение обобщенного метода позволяет на стадии предварительного расчета с достаточной точностью и при ограниченном объеме вычислительной работы определить ряд важных технико-экономических параметров трансформатора и выбрать оптимальный вариант с учетом экономических и других требований.

Одним из главных требований, предъявляемых к вновь проектируемым сериям трансформаторов, является уменьшение металло- и материалоемкости, а также общих масс и габаритов конструкций. Одним из путей достижения этой цели в рассматриваемой системе обобщенного метода является переход на меньшие диаметры стержней магнитных систем трансформаторов за счет выбора меньших значений β. При этом существенно уменьшаются масса стали магнитной ситемы, потери и ток холостого хода, но увеличивается масса провода обмоток и стоимость активной части трансформатора при сохранении значения потерь короткого замыкания. Увеличение массы провода обмоток компенсируется существенно бо́льшим уменьшением массы стали магнитной системы (см. пример расчета в § 10.3).

В рассмотренном примере расчета трансформатора типа ТМ-1600/35 (вариант $\mathrm{II_A}$ с алюминиевыми обмотками) при переходе от выбранного диаметра 0,25 м и значения $\beta=1{,}31$ на диаметр 0,24 м и значение $\beta=1{,}124$ масса стали магнитной системы уменьшается на 64,6 кг, потери холостого хода на 100 Вт при увеличении массы провода обмоток на 25 кг и при практически неизменной стоимости активной части.

Анализ серий трансформаторов с медными и алюминиевыми обмотками показал, что для трансформаторов равной мощности, рассчитанных для стали одной марки при одинаковой индукции, имеющих одинаковые параметры холостого хода и короткого замыкания, могут быть установлены следующие приближенные отношения параметров:

Диаметр стержня магнитной системы	$d_А \approx (0{,}9 \div 0{,}95)\ d_М$
Длина стержня	$l_{сА} \approx (1{,}4 \div 1{,}5)\ l_{сМ}$
Расстояние между осями стержней	$C_А \approx (1 \div 1{,}05)\ C_М$

Высота магнитной системы (стержень и два ярма)	$H_{cА} \approx (1,15 \div 1,3)\, H_{cМ}$
Число витков в обмотке	$w_{А} \approx (1,25 \div 1,1)\, W_{М}$
Масса металла обмоток	$G_{оА} \approx (0,63 \div 0,65)\, G_{оМ}$
Масса стали магнитной системы .	$G_{стА} \approx G_{стМ}$
Плотность тока в обмотках . . .	$J_{А} \approx (0,55 \div 0,6)\, J_{М}$
Растягивающие напряжения в обмотках при коротком замыкании	$\sigma_{рА} \approx (0,36 \div 0,40) \sigma_{рМ}$
Плотность теплового потока на поверхности обмоток	$q_{А} \approx (0,6 \div 0,7)\, q_{М}$

При соблюдении этих соотношений обеспечивается полная взаимозаменяемость трансформаторов с медными и алюминиевыми обмотками по всем техническим и экономическим параметрам.

Для трансформаторов с алюминиевыми обмотками стоимость активной части обычно получается несколько меньшей, чем для трансформаторов с одинаковыми выходными данными, имеющих медные обмотки. При этом стоимость бака и масла у трансформатора с алюминиевыми обмотками вследствие большей высоты бака превышает стоимость бака и масла трансформатора с медными обмотками. Общая стоимость трансформатора для эквивалентных по мощности, классу напряжения и параметрам холостого хода и короткого замыкания современных трансформаторов с алюминиевыми и медными обмотками обычно оказывается практически равной.

Примеры приближенного расчета двух вариантов трансформатора ТМ-1600/35 показывают, что выбор оптимального значения β для каждого трансформатора определяется рядом условий, а именно заданными параметрами холостого хода и короткого замыкания, т. е. принятым уровнем потерь $P_х$ и $P_к$ и напряжением короткого замыкания $u_к$, маркой стали магнитной системы и материалом обмоток, выбранными электромагнитными нагрузками активных материалов $B_с$, J и изоляционными расстояниями главной изоляции обмоток. Для того чтобы при расчете трансформатора найти правильное решение при минимальном объеме работы, рекомендуется в каждом случае для выбора β выполнить приближенный расчет по методике, показанной в примерах расчета трансформатора ТМ-1600/35 с медными и алюминиевыми обмотками.

При выполнении этапа приближенного расчета следует

отчетливо представлять, что будут получены основные данные и размеры, которые, возможно, потребуют некоторой, обычно небольшой, корректировки при окончательном установлении параметров рассчитываемого трансформатора, соответствующих заданным значениям. Эта корректировка может быть необходима вследствие как приближенного определения значений $a(a_1+a_2)/3$ и др., так и необходимости считаться при реальном расчете с наличным сортаментом провода, особенностями выбранных конструкций обмоток и магнитной системы, нормализованным рядом диаметров стержней и т. д.

В ряде случаев при определенном уровне потерь для наиболее часто употребляемых материалов магнитной системы и обмоток для определения оптимального значения β можно воспользоваться рекомендациями табл. 3.12. В этой таб-

Таблица 3.12. **Рекомендуемые значения β**

а) Масляные трансформаторы

Мощность, кВ·А	Алюминий			Медь		
	6 и 10 кВ	35 кВ	110 кВ	6 и 10 кВ	35 кВ	110 кВ
25—100	1,2—1,6	—	—	1,8—2,4	—	—
160—630	1,2—1,6	1,2—1,5	—	1,8—2,4	1,8—2,4	—
1000—6300	1,3—1,7	1,2—1,6	—	2,0—2,6	1,8—2,4	—
6300—16 000	—	1,1—1,3	1,1—1,3	—	1,7—2,0	1,6—2,0
25 000—80 000	—	—	—	—	1,3—1,6	1,5—1,8

б) Сухие трансформаторы

Мощность, кВ·А	Алюминий			Медь		
	до 1 кВ	6 и 10 кВ	—	до 1 кВ	6 и 10 кВ	—
10—160	1,1—1,5	—	—	1,6—2,2	—	—
160—630	—	1,2—1,6	—	—	1,8—2,4	—
1000—1600	—	1,1—1,3	—	—	1,6—2,0	—

Примечания: 1. В таблице приведены значения β, рекомендуемые для трехфазных масляных трансформаторов классов напряжения 6, 10, 35 и 110 кВ, отвечающих требованиям ГОСТ 12022-76, 11920-85 и 12965-85 (см. § 1.4), и для современных трехфазных сухих трансформаторов

2. Рекомендации даны для стали марок 3404 и 3405 по ГОСТ 21427-83 при толщине стали 0,35 и 0,30 мм и при индукциях $B_c=1,6-1,65$ Тл для масляных и $B_c=1,4\div1,6$ Тл для сухих трансформаторов.

3. Для трансформаторов класса напряжения 110 кВ с РПН по схеме рис. 6.9, *в*, рассчитанных при пониженных значениях массы стали магнитной системы по § 10.3, принимать значение β на 10 % ниже нижнего предела, указанного в таблице, т. е. принимать 0,9 от 1,6 или 0,9 от 1,5.

лице приведены оптимальные значения β, полученные в результате исследования масляных трансформаторов современных серий с классами напряжения ВН 6, 10, 35 и 110 кВ, отвечающих требованиям ГОСТ 12022-76, 11920-85 и 12965-85 (см. § 1.4), а также рекомендуемые значения β для современных сухих трансформаторов.

Рекомендуемые значения β предусматривают получение трансформаторов с заданным уровнем потерь, заданным напряжением короткого замыкания, со стоимостью активных материалов, близкой к минимальной, достаточно прочных при коротком замыкании, при условии применения материалов магнитной системы и обмоток, указанных в табл. 3.12.

Для однофазных двухобмоточных трансформаторов может быть использована та же таблица. При этом β определяется по табличному значению мощности, равному или близкому к утроенной мощности на одном стержне однофазного трансформатора.

При выборе β следует учитывать, что уменьшение β при сохранении параметров короткого замыкания ведет к уменьшению массы стали магнитной системы, потерь и тока холостого хода, а также к увеличению массы металла обмоток. Увеличение вызывает увеличение массы стали, потерь и тока холостого хода, но ведет к уменьшению массы металла обмоток.

Изменение β влияет на массу не только активных, но и остальных материалов трансформаторов. Вместе с увеличением β растут потери холостого хода и стоимость системы охлаждения, возрастают масса и стоимость конструктивных деталей остова, металла бака, трансформаторного масла, общая масса трансформатора. Общая стоимость материалов трансформатора имеет свою точку минимального значения, обычно близкую по шкале значений β к точке минимальной стоимости активных материалов. С увеличением β от этой точки общая стоимость материалов резко возрастает. Поэтому в целях экономии всех материалов трансформатора рекомендуется при прочих равных условиях выбирать меньшие из рекомендуемых значений β.

3.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ РАЗМЕРОВ ТРАНСФОРМАТОРА

Расчет основных размеров трансформатора начинается с определения по (3.17) диаметра стержня

$$d = 0{,}507 \sqrt[4]{\frac{S' a_р \beta k_р}{f u_р B_с^2 k_с^2}}.$$

Расчет и выбор величин, входящих в (3.17), рекомендуется производить в следующем порядке:

1. Мощность обмоток одного стержня трансформатора, кВ·А, определяеется по (3.2)

$$S' = S/c,$$

где S — мощность трансформатора по заданию; c — число активных (несущих обмотки) стержней трансформатора.

Для трехобмоточного трансформатора S — наибольшая из трех мощностей пар обмоток ВН—СН, ВН—НН и СН—НН, для автотрансформатора — расчетная (типовая мощность).

2. Ширина приведенного канала рассеяния трансформатора $a_р = a_{12} + (a_1 + a_2)/3$ при определении диаметра стержня еще не известна. Размер a_{12} канала между обмотками ВН и НН определяется как изоляционный промежуток и может быть выбран на основании указаний, данных в § 4.5 о выборе главной изоляции трансформатора по испытательному напряжению обмотки ВН (см. табл. 4.5). Для сухих трансформаторов следует пользоваться данными, приведенными в § 4.6 и табл. 4.15. Этот промежуток, выраженный в метрах может быть принят равным $a_{12} = a'_{12} \cdot 10^{-3}$, где a'_{12}, мм, — промежуток, найденный по табл. 4.5 для масляных или по табл. 4.15 для трансформаторов с естественным воздушным охлаждением.

Суммарный приведенный радиальный размер обмоток ВН и НН $(a_1 + a_2)/3$ при определении диаметра стержня может быть приближенно найден по (3.28) и табл. 3.3 (см. § 3.5).

При расчете трехобмоточных трансформаторов по (3.28) в таком же порядке ориентировочно определяется приведенный размер двух внутренних обмоток НН и СН .

Значением $(a_1 + a_2)/3$, найденным по (3.28), можно пользоваться только при определении основных размеров трансформатора. Во всех последующих расчетах следует пользоваться реальными радиальными размерами обмоток рассчитываемого трансформатора.

3. Значение β приближенно равно отношению средней длины витка двух обмоток $l_в$ трансформатора к их высоте l и определяет соотношение между шириной и высотой трансформатора. В том случае, когда заданные параметры трансформатора и принятые исходные данные расчета совпадают с условиями, для которых составлена табл. 3.12, выбор β

может быть сделан по этой таблице с учетом замечаний, приведенных в § 3.6. Если такого совпадения нет, то рекомендуется выбор оптимального значения β делать на основании предварительного обобщенного расчета по методике, описанной в § 3.5 и 3.6.

При расчете трансформатора с магнитной системой из горячекатаной стали марок 1511—1514 при индукции $B_с = 1,4 \div 1,45$ Тл получить трансформатор с потерями и током холостого хода, отвечающим требованиям современного ГОСТ, невозможно. В случае необходимости применения стали этих марок при расчете нестандартного трансформатора рекомендуется провести предварительный расчет по методике, описанной в § 3.5 и 3.6, и выбрать приемлемый вариант или воспользоваться данными, приведенными в табл. 3.12.

4. Коэффициент приведения идеального поля рассеяния к реальному полю (коэффициент Роговского) при определении основных размеров можно приближенно принять

$$k_р \approx 0,95.$$

5. Частота f подставляется из задания на расчет трансформатора.

6. Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, %, определяется по формуле

$$u_р = \sqrt{u_к^2 - u_а^2}.$$

В свою очередь напряжение короткого замыкания, %, определяется из задания, а его активная составляющая, %, — по формуле

$$u_а = P_к/(10S),$$

где $P_к$ — потери короткого замыкания, Вт; S — полная мощность трансформатора по заданию, кВ·А.

Для трансформаторов мощностью 10 000 кВ·А и более, поскольку для них активная составляющая $u_а$ относительно мала, можно принять $u_р = u_к$. Для трехобмоточных трансформаторов в (3.17) следует подставлять значение $u_р \approx u_к$ для двух внутренних обмоток (НН и СН).

Для автотрансформаторов в (3.17) следует подставлять расчетное напряжение короткого замыкания $u_{к,р}$, определенное в соответствии с указаниями § 3.2.

7. Индукция в стержне $B_с$ выбирается по табл. 2.4 в со-

ответствии с замечаниями, сделанными в § 2.2 и 11.1. В трансформаторах относительно небольшой мощности ($S < 25$ кВ·А) выбирают обычно пониженную индукцию во избежание получения повышенных значений тока холостого хода. Из этих же соображений не рекомендуется выбирать индукцию выше значений, данных в табл. 2.4. Уменьшение индукции хотя и дает заметное снижение тока и некоторое снижение потерь холостого хода, однако приводит к увеличению массы и стоимости активных материалов — стали и металла обмоток.

8. Коэффициент заполнения активным сечением стали площади круга, описанного около сечения стержня, $k_с$ зависит от выбора числа ступеней в сечении стержня, способа прессовки стержня и размеров охлаждающих каналов, толщины листов стали и вида междулистовой изоляции. Общий коэффициент заполнения $k_с$ равен произведению двух коэффициентов

$$k_с = k_{кр} k_з. \qquad (3.67)$$

В свою очередь коэффициенты $k_{кр}$ и $k_з$ могут быть определены по табл. 2.2, 2.5, 2.6 согласно указаниям, данным в § 2.2, 2.3 и 11.2.

После определения и выбора всех значений, входящих в (3.17), по этой формуле рассчитывается диаметр стержня.

Если полученный диаметр d не соответствует нормализованной шкале диаметров (см. § 2.3), то следует принять ближайший диаметр по нормализованной шкале $d_н$ и определить значение $\beta_н$, соответствующее нормализованному диаметру. Если значение β выбрано по методике, описанной в § 3.5 и 3.6, то оно пересчитывается по формуле

$$\beta_н = (d_н/A)^4. \qquad (3.68)$$

При выборе β по табл. 3.12 определение производится по формуле

$$\beta_н = \beta\,(d_н/d)^4. \qquad (3.69)$$

Второй основной размер трансформатора — средний диаметр канала между обмотками d_{12} — может быть предварительно приближенно определен (см. рис. 3.5) по формуле

$$d_{12} = d + 2a_{01} + 2a_1 + a_{12} \qquad (3.70)$$

или $d_{12} \approx ad$ (§ 3.5).

При расчете d_{12} по (3.70) радиальные размеры осевых каналов a'_{01} между стержнем и обмоткой НН и a'_{12} между обмотками НН и ВН определяются из условий электрической прочности главной изоляции трансформатора по испытательным напряжениям обмоток НН и ВН соответственно по табл. 4.4 и 4.5.

В (3.70) подставляются $a_{12}=a'_{12}\cdot 10^{-2}$ и $a_{01}=a'_{01}\cdot 10^{-2}$.

Радиальный размер обмотки НН a_1 может быть приближенно подсчитан по формуле

$$a_1 \approx k_1 \frac{a_1+a_2}{3}, \tag{3.71}$$

где $(a_1+a_2)/3$ определяется приближенно по (3.28); коэффициент k_1 может быть принят равным 1,1 для трансформаторов мощностью 25—630 кВ·А с плоской или 1,2 с пространственной навитой магнитной системой; 1,4 для трансформаторов мощностью 1000—6300 кВ·А класса напряжения 10 кВ и мощностью 1000—80 000 кВ·А класса напряжения 35 кВ; 1,1 для трансформаторов класса напряжения 110 кВ.

Третий основной размер трансформаторов — высота обмотки, см, определяется по формуле

$$l = \pi d_{12}/\beta. \tag{3.72}$$

В (3.72) подставляется величина $\beta_н$, определенная для нормализованного диаметра по (3.68) или (3.69).

После расчета основных размеров трансформатора подсчитывается активное сечение стержня, т. е. чистое сечение стали, см²:

$$П_с = k_з П_{ф.с} = k_з k_{кр} \frac{\pi d^2}{4}. \tag{3.73}$$

Электродвижущая сила одного витка, В,

$$u_в = 4{,}44 f B_с П_с. \tag{3.74}$$

Определение размеров стержня и обмоток, проводимое в начале расчета, является предварительным. Задача предварительного расчета заключается в приближенном определении основных размеров магнитной системы и обмоток d, d_{12}, l и в расчете активного сечения стержня $П_с$ и ЭДС одного витка обмотки $u_в$, что необходимо в дальнейшем для полного расчета обмоток. Сечение стержня $П_с$ в предвари-

тельном расчете определяется по коэффициенту заполнения k_c без расчета размеров пакетов и при окончательном расчете магнитной системы может быть скорректировано на 0,5—1 %. Полное сечение стержня $П_c$ может быть также найдено по табл. 8.6 и 8.7, а размеры пакетов стержня и ярма по табл. 8.2—8.5.

В окончательном расчете магнитной системы, проводимом после полного расчета обмоток, проверки и подгонки к заданной норме параметров короткого замыкания, определяют размеры ступеней в сечении стержня и ярма и все остальные размеры магнитной системы, уточняют активные сечения стержня и ярма, а также индукцию, рассчитывают массу стали, потери и ток холостого хода.

В процессе полного расчета обмоток и окончательного расчета магнитной системы размеры и параметры, приближенно найденные в предварительном расчете, могут быть несколько изменены. Поэтому при расчете параметров короткого замыкания и холостого хода и других подсчетах, которые проводятся в конце расчета, после окончательной раскладки обмоток и определения реальных размеров магнитной системы следует пользоваться не предварительно полученными здесь значениями d, d_{12}, l, $(a_1+a_2)/3$, a_1, $П_c$ и B_c, а размерами и параметрами, найденными для реальных обмоток и магнитной системы.

Глава четвертая

ИЗОЛЯЦИЯ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

4.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗОЛЯЦИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Каждый силовой трансформатор при оценке его электрической прочности может быть представлен состоящим из трех систем — системы частей, находящихся во включенном трансформаторе под напряжением; системы заземленных частей и системы изоляции, разделяющей как первые две системы, так и отдельные части, находящиеся под напряжением.

К системе частей, находящихся под напряжением, относятся все металлические части и детали, служащие для проведения рабочего тока (обмотки, контакты переключателей ступеней напряжения, отводы, проходные шины и шпильки вводов и др.), а также все гальванически соединенные с ни-

ми детали (защитные экраны, емкостные кольца, металлические колпаки проходных изоляторов и т. д.).

К системе заземленных частей следует отнести: магнитную систему со всеми металлическими деталями, служащими для ее крепления, бак и систему охлаждения, также со всеми деталями и металлической арматурой в масляных трансформаторах или защитный кожух в сухих трансформаторах.

Изоляция, разделяющая части, находящиеся под напряжением, между собой и отделяющая их от заземленных частей, в силовых трансформаторах выполняется в виде конструкций и деталей из твердых диэлектриков — электроизоляционного картона, кабельной бумаги, лакотканей, дерева, текстолита, бумажно-бакелитовых изделий, фарфора и других материалов. Части изоляционных промежутков, не заполненные твердым диэлектриком, заполняются жидким или газообразным диэлектриком — трансформаторным маслом в масляных трансформаторах, атмосферным воздухом в сухих трансформаторах. В качестве такого диэлектрика иногда применяются и другие жидкости и газы, а также практикуется заливка всего трансформатора компаундом или заполнение кварцевым песком.

Изоляция обмоток может быть подразделена на главную изоляцию, т. е. изоляцию каждой из обмоток от заземленных частей и от других обмоток, и продольную изоляцию — между различными точками данной обмотки, т. е. между витками, слоями, катушками и элементами емкостной защиты. Аналогично можно подразделить также и изоляцию отводов и переключателей. Разделение изоляции на главную и продольную может быть отнесено к масляным и сухим трансформаторам.

Классом напряжения обмотки называют ее длительно допустимое рабочее напряжение. Класс напряжения обмотки трансформатора совпадает с номинальным напряжением электрической сети, в которую обмотка включается. Классом напряжения трансформатора считают класс напряжения обмотки ВН. Каждому классу напряжения трансформатора соответствуют номинальное рабочее напряжение и определенные испытательные переменные напряжения при 50 Гц и импульсное. Так для класса напряжения 35 кВ номинальными напряжениями являются 31,5, 35 и 38,5 кВ; наибольшее рабочее напряжение равно 40,5 кВ; испытательное переменное напряжение 50 Гц равно 85 кВ, а импульсное для полной волны 200 кВ.

4.2. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА

Изоляция трансформатора должна выдерживать без повреждений электрические, тепловые, механические и физико-химические воздействия, которым она подвергается при эксплуатации трансформатора.

Стоимость изоляции составляет существенную долю стоимости трансформатора. Для трансформаторов классов напряжения 220—500 кВ стоимость изоляции, включая масло, достигает 15—20 % стоимости всего трансформатора.

Главными задачами при проектировании изоляции трансформатора являются: определение тех воздействий, прежде всего электрических, которым изоляция подвергается в процессе эксплуатации; выбор принципиальной конструкции изоляции и форм изоляционных деталей; выбор изоляционных материалов, заполняющих изоляционные промежутки, и размеров изоляционных промежутков.

В эксплуатации силовой трансформатор постоянно находится во включенном состоянии, а его изоляция — под длительным воздействием рабочего напряжения, которое она должна выдерживать без каких-либо повреждений неограниченно долгое время. Допустимые продолжительные превышения напряжения должны быть указаны в стандартах на конкретные типы и группы трансформаторов. Согласно требованию ГОСТ 11677-85 силовые трансформаторы должны быть также рассчитаны на работу в определенных условиях при кратковременном напряжении, превышающем номинальное до 15 и 30 %. В электрической системе, в которой работает трансформатор, вследствие нормальных коммутационных процессов (включение и выключение больших мощностей и т. д.) или процессов аварийного характера (короткие замыкания, обрыв линий и т. д.) возникают кратковременные перенапряжения, достигающие в отдельных редких случаях значений, близких к четырехкратному фазному напряжению. Длительность этих перенапряжений измеряется сотыми долями секунды и, как правило, не превышает 0,1 с. Нормальное рабочее напряжение и перенапряжение коммутационного характера воздействуют в основном на главную изоляцию обмотки.

В воздушной сети могут возникать также импульсные волны перенапряжений, вызванных грозовыми атмосферными разрядами. Эти импульсы, достигая трансформатора, воздействуют на его изоляцию. Атмосферные перенапряже-

ния в отдельных неблагоприятных случаях достигают 10-кратного фазного напряжения при длительности, измеряемой микросекундами. Воздействие атмосферных грозовых перенапряжений сказывается главным образом на продольной изоляции обмоток трансформатора, в частности на изоляции между витками, между слоями витков и между отдельными катушками обмотки.

При возникновении перенапряжений того или иного типа в случае недостаточной электрической прочности изоляции может произойти электрический разряд или даже пробой, т. е. местное разрушение изоляции.

Для упрощения расчета и стандартизации требований, предъявляемых к электрической прочности изоляции готового трансформатора, электрический расчет изоляции производится так, чтобы она могла выдержать приемосдаточные и типовые испытания, предусмотренные соответствующими нормами. Нормы испытаний составлены с учетом возможных в практике значений, длительности и характера электрических воздействий, содержат необходимые запасы прочности и закреплены в ГОСТ. Нормы периодически пересматриваются в соответствии с уточнением технических требований, предъявляемых к трансформаторам, развитием их производства и улучшением условий эксплуатации. Эти нормы являются строго обязательными для всех предприятий, выпускающих трансформаторы.

Для проверки электрической прочности изоляции масляных трансформаторов обычной конструкции, т. е. не имеющих ступенчатой изоляции по отношению к земле, установлены следующие приемосдаточные испытания каждого выпускаемого из производства трансформатора классов напряжения до 35 кВ включительно (ГОСТ 1516.1-76).

1. Испытанию подвергается изоляция каждой из обмоток, электрически не связанной с другими обмотками. Испытательное напряжение (50 Гц) от постороннего источника прикладывается между испытываемой обмоткой, замкнутой накоротко, и заземленным баком, с которым соединяется магнитная система и замкнутые накоротко все прочие обмотки испытываемого трансформатора. Длительность приложения испытательного напряжения 1 мин. Значения испытательных напряжений при нормальных атмосферных условиях [температура 20 °С, барометрическое давление 0,1 МПа (760 мм рт. ст.), влажность 11 г/м^3] должны быть равны значениям, указанным в табл. 4.1 (для сухих трансформаторов табл. 4.2).

При этом испытании все части обмотки имеют один и тот же потенциал и проверяется главная изоляция испытываемой обмотки, ее отводов, вводов и переключателей.

Таблица 4.1. Испытательные напряжения [illegible] (50 Гц) для масляных силовых трансформаторов (ГО[illegible]

Класс напряжения, кВ	3	6	10	15	20	35	110	150	220	330	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	3,6	7,2	12,0	17,5	24	40,5	126	172	252	363	525
Испытательное напряжение $U_{исп}$, кВ	18	25	35	45	55	85	200	230	325	460	630

Примечание. Обмотки масляных и сухих трансформаторов с рабочим напряжением до 1 кВ имеют $U_{исп}=5$ кВ.

Таблица 4.2. Испытательные напряжения промышленной частоты (50 Гц) для сухих силовых трансформаторов (ГОСТ 1516.1-76)

Класс напряжения, кВ	До 1,0	3	6	10	15
Испытательное напряжение, кВ	3	10	16	24	37

2. После испытания напряжением, приложенным от другого источника, изоляция обмоток испытывается напряжением, наведенным в самом испытываемом трансформаторе в результате приложения к одной из обмоток (между ее вводами) двойного номинального напряжения повышенной частоты. Длительность приложения этого испытательного напряжения для силовых трансформаторов 1 мин.

При этом испытании в каждом витке, каждой катушке и обмотке наводится двойная ЭДС и проверяется продольная изоляция всех обмоток, отводов, вводов и переключателей.

Трансформаторы классов напряжения 110, 150 и 220 кВ, нейтраль обмотки которых при работе в сети нормально заземлена, испытываются напряжением, приложенным от постороннего источника, между испытываемой обмоткой и заземленными частями в течение 1 мин в размере испытательного напряжения нейтрали, т. е. 100 кВ при классе напряжения обмотки 110 кВ; 130 кВ при классе напряжения 150 кВ и 200 кВ при классе напряжения 220 кВ. Эти трансформаторы испытываются также напряжением, индуктированным в самом трансформаторе, в размере испытательного напряжения по табл. 4.1 при частоте 100—400 Гц. Длительность испытания при частоте 100 Гц 1 мин. При более высокой частоте длительность сокращается.

...пульсные испытательные напряжения внутренней ...ции (в масле) силовых трансформаторов (ГОСТ 1516.1-76)

Класс напряжения обмотки, кВ	Амплитуды импульсных испытательных напряжений, кВ		Класс напряжения обмотки, кВ	Амплитуды импульсных испытательных напряжений, кВ	
	Полная волна	Срезанная волна		Полная волна	Срезанная волна
3	44	50	110	480	550
6	68	70	150	550	600
10	80	90	220	750	835
15	108	120	330	1050	1150
20	130	150	500	1550	1650
35	200	225			

Трансформаторы классов напряжения 220, 330 и 500 кВ испытываются путем длительного — при приемосдаточных испытаниях в течение 30 мин — приложения напряжения от постороннего источника между частями, находящимися под напряжением и заземленными. Значения испытательных напряжений: 220 кВ при классе напряжения 220 кВ, 295 кВ при классе 330 кВ и 425 при классе напряжения 500 кВ. Эти трансформаторы испытываются также индуктированным напряжением частотой 100—400 Гц в размере испытательного напряжения по табл. 4.1.

Кроме приемосдаточных испытаний электрической изоляции, которым подвергается каждый трансформатор, выпускаемый заводом, каждый новый тип трансформатора подвергается типовым испытаниям по более широкой программе, включающей испытания грозовыми, а при классах напряжения 330 кВ и выше также и коммутационными импульсами (табл. 4.3).

Электрическая прочность изоляции трансформатора обеспечивается прежде всего правильным учетом тех электрических воздействий, которые эта изоляция испытывает в эксплуатации, и правильным выбором норм, т. е. испытательных напряжений и методов воздействия на изоляцию при приемосдаточных и типовых испытаниях трансформаторов. Именно условиями электрической прочности определяется выбор принципиальной конструкции изоляции и форм ее деталей. Основные типы изоляционных конструкций приведены в § 4.4, а в § 4.5 даны рекомендации по их выбору для трансформаторов различных классов напряжения.

Обмотки и все токоведущие части трансформатора при его работе нагреваются от возникающих в них потерь. Как

длительное, так и кратковременное (аварийное) воздействие высоких температур на изоляцию обмоток вызывает старение изоляции, которая постепенно теряет свою эластичность, становится хрупкой, снижает электрическую прочность и разрушается. В правильно рассчитанном и правильно эксплуатируемом трансформаторе изоляция обмоток должна служить 25 лет и более.

Необходимая нагревостойкость изоляции, гарантирующая длительную безаварийную работу трансформатора, достигается ограничением допустимой температуры его обмоток и масла, применением изоляционных материалов соответствующего класса, выдерживающих длительное воздействие допустимой температуры, и рациональной конструкцией обмоток и изоляционных деталей, обеспечивающей их нормальное охлаждение.

При прохождении электрического тока по обмоткам и другим токоведущим частям между ними возникают механические силы. В аварийном случае короткого замыкания трансформатора механические силы, достигая значений тем больших, чем больше мощность трансформатора, могут вызвать разрушающие напряжения в междукатушечной или опорной изоляции обмоток.

Выбор изоляционных материалов производится с учетом их изоляционных свойств, механической прочности и химической стойкости по отношению к трансформаторному маслу, если речь идет о масляном трансформаторе. Материал не должен входить в химические реакции с маслом при температуре до 105—110 °С и не должен содействовать химическим и физическим изменениям масла в качестве катализатора. В трансформаторостроении накоплен достаточный опыт для выбора изоляционных материалов для масляных и сухих трансформаторов, имеющих необходимые изоляционные свойства, стойких в химическом отношении и обладающих достаточной механической прочностью, позволяющей им выдерживать механические воздействия при аварийных процессах в трансформаторе (см. § 4.3). Материалы, применяемые в масляных трансформаторах, например электроизоляционный картон, бумага разных сортов, фарфор, хлопчатобумажная лента, не вступают в химическое воздействие с маслом, не разрушаются сами и не способствуют химическому разложению и загрязнению масла.

Изоляционные материалы, имеющие в том или ином виде смолы, лаки и эмали, например эмалевая изоляция провода, бумажно-бакелитовые изделия, лакоткани, текстолит, долж-

ны содержать смолы, лаки и эмали, нерастворимые в трансформаторном масле.

В обычно применяемых конструкциях трансформаторов изоляция подвергается воздействию, как правило, только сжимающих усилий, а наиболее употребительные изоляционные материалы, например электроизоляционный картон, кабельная бумага, бумажно-бакелитовые изделия, текстолит, допускают сжимающие напряжения до 20—40 МПа, что практически оказывается совершенно достаточным.

При выборе изоляционных материалов для той или иной конструкции изоляции масляного или сухого трансформатора и установлении размеров изоляционных промежутков можно пользоваться рекомендациями § 4.5. При этом в масляном трансформаторе можно использовать материалы класса нагревостойкости А, допускающего температуру до 105 °С, и в сухом — классов от А до Н, допускающих температуру от 105 до 155 °С. Неправильный выбор изоляционных промежутков, материалов и размеров изоляционных конструкций может привести к разрушению трансформатора, если эти промежутки малы, или к чрезмерному расходу изоляционных и других материалов и увеличению стоимости трансформатора, если промежутки велики.

Выбор изоляционных промежутков определяет в известной мере не только расход активных, изоляционных и конструктивных материалов, но также массу, габариты, а следовательно, и предельную мощность трансформатора, который можно изготовить на заводе и доставить по железной дороге к месту установки. Уменьшение изоляционных промежутков, обеспечивающее экономию материалов и увеличение предельной мощности выпускаемых заводами трансформаторов, при достаточной электрической прочности изоляции достигается различными мерами. К этим мерам относятся прежде всего: применение рациональных конструкций обмоток и их изоляции; улучшение защиты трансформаторов в сетях от атмосферных и коммутационных перенапряжений путем установки разрядников с лучшими разрядными характеристиками; улучшение качества изоляционных материалов, а также технологии обработки изоляции и повышение общей культуры производства.

Решающее значение в обеспечении электрической прочности изоляции имеет технология ее обработки. Одной из важнейших технологических операций обработки изоляции является вакуумная сушка активной части трансформатора после ее сборки и перед установкой в баке и заливкой мас-

лом. Эта операция проводится для удаления влаги и газов из изоляции трансформатора для увеличения ее электрической прочности и уменьшения диэлектрических потерь, стабилизации размеров изоляционных деталей и увеличения электродинамической стойкости трансформатора при коротком замыкании, повышения надежности и увеличения срока службы трансформатора.

Основная работа в совершенствовании процесса сушки ведется в направлении некоторого уменьшения температуры сушки и существенного снижения остаточного давления в сушильных камерах. Считается, что остаточное давление в камере во время сушки трансформатора не должно быть выше 650 Па (5 мм рт. ст.) при классе напряжения 10 кВ; 130 Па (1 мм рт. ст.) при 35—150 кВ; 13 Па (0,1 мм рт. ст.) при 220—500 кВ и 1 Па (0,01 мм рт. ст.) при 750—1150 кВ. Немаловажное значение для электрической прочности трансформатора имеет заливка его после сушки хорошо просушенным и дегазированным маслом.

Трансформаторы классов напряжения до 35 кВ включительно заливаются маслом при окончательной сборке без вакуумирования бака. Трансформаторы классов напряжения 110 кВ и выше при окончательной сборке заливаются просушенным, дегазированным и подогретым маслом надлежащей марки под вакуумом. Распространение этого способа заливки на трансформаторы класса напряжения 35 кВ может позволить перейти на облегченную изоляцию по рис. 4.5, *б*.

Примером технологической операции, увеличивающей механическую прочность изоляционного материала, может служить предварительная, до изготовления деталей, опрессовка и уплотнение электроизоляционного картона.

Достаточная электрическая прочность изоляции трансформатора зависит также от уровня культуры производства — соблюдения технологической дисциплины, надлежащей чистоты в цехах и т. д. Заготовку и хранение изоляции, а также сборку активной части трансформаторов классов напряжения 500 кВ и выше рекомендуется производить в помещениях с регулируемым микроклиматом при поддержании определенного уровня температуры, влажности, при ограниченной запыленности воздуха и т. д.

Трансформаторное масло, соприкасаясь в горячем состоянии с воздухом, в большей степени подвергается химическим воздействиям и увлажнениям, чем твердая изоляция трансформатора. Поэтому при эксплуатации трансформато-

ров практикуются систематическая очистка, сушка и смена масла, а также принимаются меры, направленные на уменьшение поверхности соприкосновения масла с воздухом, осуществляется осушение поступающего в расширитель воздуха в специальных химических осушителях, производятся герметизация расширителей, защита открытой поверхности масла слоем инертного газа или синтетическими пленками и т. д. Определенная технология подготовки и заливки масла должна соблюдаться не только в производстве трансформатора, но также и в эксплуатации при периодических сменах и очистках масла.

Изоляция сухих трансформаторов должна предохраняться от увлажнения, а при установке трансформаторов в помещениях, воздух которых содержит пары кислот или других разъедающих жидкостей, — от воздействия этих паров. Этим целям служит пропитка обмоток различными лаками. Изоляция трансформатора должна быть не только прочной во всех отношениях, но также и дешевой. При условии соблюдения равной прочности всегда следует добиваться получения более простой в производстве конструкции, применения более дешевых материалов, экономного их расходования, а также применения материалов, допускающих более простую и дешевую технологическую обработку.

4.3. ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ТРАНСФОРМАТОРОСТРОЕНИИ

В соответствии с воздействиями, которые испытывает изоляция трансформатора в эксплуатации, и требованиями к электрической и механической прочности изоляции, ее нагревостойкости и химической стойкости в трансформаторостроении нашло применение сравнительно небольшое число различных изоляционных материалов. Эти материалы, хорошо отвечая всем требованиям, одновременно являются дешевыми, а также требуют сравнительно несложной технологической обработки. Ниже приводятся краткие харктеристики этих материалов и область их применения в трансформаторостроении. В масляных трансформаторах для внутренней изоляции применяются главным образом изоляционные материалы класса нагревостойкости А.

1. Кабельная бумага (ГОСТ 23436-83). Обычная кабельная бумага марок К-080, К-120 и К-170 толщиной 80, 120 и 170 мкм; многослойная марок КМ-120 и КМ-170 и многослойная упроченная марки ЕМП-120 толщиной 120 и 170 мкм соответственно. Бумага изготовляется из сульфатной небеленой целлюлозы и выпускается в рулонах шириной 500, 650, 670, 700, 750 и 1000 мм (±3 мм) при диаметре рулона от 450 до

800 мм. В трансформаторах применяется бумага главным образом марки К-120 толщиной 120 мкм для изоляции обмоточного провода (на кабельном заводе); в виде полос разной ширины для междуслойной изоляции и в многослойных цилиндрических обмотках классов напряжения 6, 10, 20 и 35 кВ; в виде полосок шириной 20—40 мм, наматываемых вручную, для изоляции отводов и т. д.

В обмотках классов напряжения 110 кВ и выше для изоляции провода и других целей применяется кабельная бумага по ГОСТ 645-79 высоковольтная многослойная марок КВМ-80, КВМ-120 и КВМ-170, а также высоковольтная многослойная стабилизированная уплотненная марок КВМСУ-80 и КВМСУ-120. Ширина рулонов 500, 650, 670 и 750 мм (±3 мм), диаметр рулона 450—800 мм. Плотность бумаги марок К, КМ, КМП и КВМ (720÷770±50) кг/м³, плотность марки КВМСУ — 1100±50 кг/м³. При этих классах напряжения кабельная бумага используется также для изоляции отводов и элементов емкостной защиты. Кабельная бумага является одним из основных изоляционных материалов в масляных трансформаторах.

2. Телефонная бумага (ГОСТ 3553-73). Телефонная бумага марки КТ-50 изготовляется из сульфатной небеленой целлюлозы, выпускается в рулонах шириной 500, 700 и 750 мм (±3 мм) и диаметром 500—650 мм при толщине 50 мкм; плотность 820 кг/м³. В трансформаторах применяется в качестве междуслойной изоляции и изоляции отводов и ответвлений некоторых обмоток, наматываемых из провода круглого сечения.

3. Лакоткань электроизоляционная (ГОСТ 2214-78). Вырабатывается из хлопчатобумажной ткани, прошедшей трехкратную пропитку масляным лаком. Выпускается в рулонах шириной от 800 до 920 мм. Класс нагревостойкости А (105 °С). В масляных трансформаторах применяется главным образом лакоткань марки ЛХММ (лакоткань хлопчатобумажная на основе масляного лака, маслостойкая) толщиной 170, 200 и 240 мкм (допуск ±20 мкм). В виде лент шириной 2—3 см, наматываемых вручную, лакоткань находит применение для изоляции отводов, главным образом в местах, где требуются эластичность и механическая прочность, например на местах пайки, изгиба и т. д.

В других местах изоляции отводов лакоткань вытеснена менее эластичной, но столь же электрически прочной и значительно более дешевой кабельной и электроизоляционной крепированной бумагой.

3а. Стеклолакоткань электроизоляционная (ГОСТ 10156-78). В сухих трансформаторах, работающих при повышенной температуре и требующих изоляции повышенного класса нагревостойкости, может применяться электроизоляционная стеклолакоткань, изготовляемая из стеклоткани на основе кремнийорганического лака марки ЛСК-155/180 классов нагревостойкости F и H и на основе битумно-масляного алкидного лака

марки ЛСБ-120/130 классов нагревостойкости Е и В. Ширина рулона стеклолакоткани 690, 790, 890, 940, 990, 1060 и 1140 мм (±20 мм); толщина стеклолакоткани марки ЛСБ 120, 150, 170, 200 и 240 мкм; марки ЛСК — те же толщины и 50, 60, 80 и 100 мкм.

4. Бумага электроизоляционная крепированная (ГОСТ 12796-76). Изготовляется из сульфатной небеленой целлюлозы, толщина крепированной бумаги (440±90) мкм. Поставляется в рулонах шириной 1000 и диаметром 700—800 мм, удлинение 70 %, масса 1 $м^2$ — (130±10) г. В трансформаторах успешно применяется вместо лакоткани в виде лент шириной 20—40 мм для изоляции отводов.

5. Хлопчатобумажные ленты (ГОСТ 4514-78). Киперная лента толщиной (0,45+0,02) мм при ширине 8, 10, 12, 15, 25, 30, 35, 40 и 50 мм, марки лент К-8-1 до К-50-17. Тафтяная лента толщиной (0,16±±0,02) мм и (0,25+0,02) мм при ширине от 10 до 50 мм марок от Т-10-18 до Т-50-39. В трансформаторах применяются только для механического крепления витков обмотки, изоляции отводов и т. д. При электрическом расчете изоляции во внимание не принимаются.

6. Картон электроизоляционный для трансформаторов и аппаратов с масляным заполнением (ГОСТ 4194-83). Он изготовляется из сульфатной небеленой целлюлозы. Выпускается следующих марок: АМ — картон эластичный гибкий с высокой стойкостью к действию поверхностных разрядов, применяется для изготовления деталей главной изоляции высоковольтных трансформаторов напряжением от 750 кВ и выше; А — картон эластичный гибкий с повышенной стойкостью к действию поверхностных разрядов, применяется для изготовления деталей главной изоляции трансформаторов напряжением до 750 кВ включительно; Б — картон средней плотности с повышенными электрическими характеристиками, применяется для изготовления деталей главной изоляции трансформаторов до 220 кВ включительно и для деталей уравнительной и ярмовой изоляции трансформаторов всех классов напряжения; В — картон повышенной плотности с малой сжимаемостью под давлением и высокой электрической прочностью, применяется для изготовления продольной и главной изоляции трансформаторов; Г — картон средней плотности с повышенным сопротивлением расслаиванию, применяется для получения склеенного картона и изготовления изоляционных деталей.

Толщина листов картона марок АМ, А и В — (2,00±0,15); (2,50±±0,20) и (3,00±0,20) мм; картона марки Б — 1,00; 1,50; 2,0; 2,50; 3,00; 4,00; 5,00 и 6,00 мм при допуске от ±0,10 до ±0,40 мм по мере возрастания толщины листов картона и марки Г — 0,50; 1,00; 1,50; 2,00; 2,50 и 3,00 мм при допуске от ±0,05 до ±0,20 мм.

Размеры листов картона марок АМ, А, Б и В — 3000×4000, 3000××2000, 1500×1020 и 1000×1020 мм; картона марки Г — 850×1100 мм. Картон марки Г толщиной 0,50 мм должен выпускаться также в руло-

нах шириной (1000±5) мм.Плотность картона марки АМ — 880—1000, марок А, Б и Г — 900—1000 и марки В — 1250 кг/м³.

Электроизоляционный картон применяется как материал для намотки цилиндров между обмотками, изготовления перегородок, щитов, шайб, ярмовой изоляции (главная изоляция), междукатушечных прокладок, реек (продольная изоляция).

В сухих трансформаторах рекомендуется применять картон марки ЭВ (ГОСТ 2824-75) толщиной 1,0; 1,25; 1,50; 1,75; 2,0; 2,5 и 3,0 мм, выпускаемый в листах размерами по соглашению заказчика с поставщиком. Плотность картона при толщине 1,0—1,5 мм — 1000 кг/м³, при толщине 1,75—3,0 мм — 950 кг/м³.

7. Трубки электротехнические бумажно-бакелитовые (ГОСТ 8726-80). Изготовляются путем намотки из электроизоляционной пропиточной или намоточной бумаги, предварительно покрытой пленкой бакелитового лака с последующей лакировкой и полимеризацией лака. Выпускаются трубки марки ТБ. Длительно допустимые рабочие температуры от —60 до +105 °С. Трубки обладают высокой электрической и механической прочностью. В трансформаторах для изоляции отводов применяются трубки внутренним диаметром от 6 до 30 мм, толщиной стенки от 1,5 до 10 мм и длиной от 200 до 950 мм.

Для изоляции цилиндрических обмоток между собой и внутренней обмотки от стержня магнитной системы применяются цилиндры. Выпускаются цилиндры при внутреннем диаметре от 85 до 500 мм (значения диаметра кратны 5 мм) и при диаметре от 510 до 1200 мм (значения диаметра кратны 10 мм). Длина цилиндров 200—1500 мм при диаметре от 85 до 400 мм и 505—2200 мм при диаметре от 405 до 1200 мм. Толщина стенок при внутреннем диаметре от 85 до 350 мм кратна 1 мм и при диаметрах от 355 до 1200 мм кратна 2 мм. Трубки бумажно-бакелитовые применяются также в качестве изоляционных деталей в переключающих устройствах ПБВ и РПН.

8. Гетинакс (ГОСТ 2718-74). Изготовляется из пропитанной бакелитовым лаком бумаги, спрессованной при повышенной температуре, выпускается в виде досок различной толщины, обладает высокой электрической и механической прочностью. Плотность 1280—1400 кг/м³. В масляных трансформаторах применяются марки V, V-I и V-II с толщиной листов от 5 до 50 мм, главным образом для досок зажимов, дисков переключателей и крепления на крышке трансформатора проходных шин.

9. Дерево. В масляных и сухих трансформаторах применяется для реек, прокладываемых между обмотками и изоляционными цилиндрами или между слоями обмоток при рабочем напряжении не свыше 10 кВ, а также для стержней и реек, забиваемых между стержнем магнитной системы и внутренней обмоткой, и для изготовления несущей конструкции крепления отводов. Дерево в виде многослойных плит, склеенных

из шпона, применяется для изготовления прессующих колец обмоток и ярмовых балок. Могут быть использованы только породы дерева, не содержащие смол и кислот, такие, как белый и красный бук, береза, но не сосна, ель, дуб и др.

10. Фарфор. Применяется в масляных трансформаторах в виде проходных изоляторов (вводов). Фарфор может применяться также в качестве деталей крепления отводов трансформаторов напряжением 110 кВ и более и в качестве деталей опорной изоляции обмоток и изоляции отводов сухих трансформаторов.

11. Масло трансформаторное ГОСТ 982-80. Является основным изоляционным материалом, обеспечивает электрическую прочность всей изоляции трансформатора при классах напряжения от 10—35 до 750—1150 кВ, применяется в качестве жидкого диэлектрика для заливки масляных трансформаторов. Будучи прекрасным изолятором, обеспечивает интенсивное отведение тепла от обмоток и магнитной системы трансформатора путем конвекции. Требует постоянного ухода — очистки, фильтрации, сушки, смены.

По ГОСТ 982-80 масло выпускается трех марок: ТК без присадки, поставляется по спецзаказам; Т-750 и Т-1500 с антиокислительной присадкой и гарантированным пределом кинематической вязкости при —30 и +50 °С.

12. Синтетические жидкие диэлектрики (совтол и др.). Негорючие жидкости имеют преимущество перед трансформаторным маслом, обеспечивая пожарную безопасность трансформаторных установок. Их недостатками являются высокая цена при высокой плотности (до 1450—1500 кг/м^3) и токсичность их паров и особенно продуктов разложения, получающихся при возникновении электрической дуги, чем резко ограничивается область их применения.

13. Материалы с повышенной нагревостойкостью. Они применяются в сухих трансформаторах для повышения допустимой температуры обмоток и других частей и уменьшения массы и размеров трансформатора. К этим материалам относятся дельта-асбестовая (марка провода ПДА) и стекловолокнистая (марка провода ПСД) изоляция обмоточного провода класса нагревостойкости В; стеклолакоткани на кремнийорганических и других лаках классов Н и В; стеклотекстолит класса В (марка СТ) и др.

4.4. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ИЗОЛЯЦИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ

В электрическом отношении изоляция трансформатора должна надежно предохранить части, находящиеся под напряжением, — обмотки, отводы, переключатели и вводы — от разряда между собой и на заземленные части как при рабочем напряжении, так и при возможных перенапряжениях. Расчет изоляции для каждой части, находящейся

под напряжением, обычно заключается: 1) в выявлении основных изоляционных промежутков между этой частью и другими такими частями и заземленными деталями; 2) в определении по нормам испытательных напряжений для этих промежутков; 3) в выборе размеров этих промежутков и подборе изоляционных конструкций и материалов, обеспечивающих электрическую прочность при найденных испытательных напряжениях.

Расположение основных изоляционных промежутков определяется конструкцией трансформатора, взаимным расположением его обмоток, магнитной системы, бака и других частей. Так в стержневом трансформаторе современной конструкции с концентрическими обмотками основными промежутками главной изоляции являются: осевые каналы между обмоткой НН и стержнем, между обмотками ВН и НН; пространство между торцами обмоток НН и ВН и ярмом; пространство между обмоткой ВН и стенкой бака и др. (рис. 4.1). Этим промежуткам соответствуют вполне определенные электрические воздействия при испытаниях трансформатора испытательным напряжением. В трансформаторе с чередующимися обмотками в связи с другим расположением обмоток изменится как расположение основных изоляционных промежутков, так и воздействие на них испытательных напряжений (рис. 4.2).

При расчете главной изоляции очень важно выявить все изоляционные промежутки, подверженные опасности пробоя, и правильно определить те испытательные напряжения, под воздействием которых эти промежутки будут находиться.

Определение минимально допустимых размеров изоляционных промежутков тесно связано с теми изоляционными конструкциями, которыми будут заполняться эти промежутки. Каждая изоляционная конструкция, как бы сложна она ни была, всегда может быть представлена в виде комбинации из нескольких простых элементов (рис. 4.3):

1) сплошной изоляции из твердого изолирующего материала;

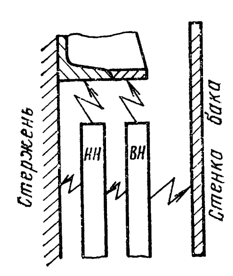


Рис. 4.1. Основные изоляционные промежутки главной изоляции в концентрических обмотках

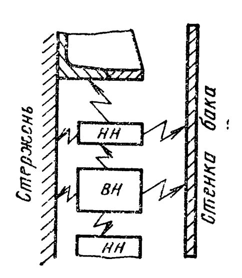


Рис 4.2. Основные изоляционные промежутки главной изоляции в чередующихся обмотках

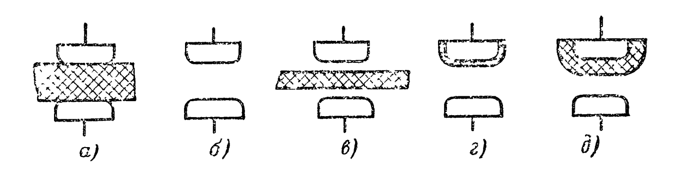


Рис. 4.3. Элементы изоляционных конструкций:

а — сплошная изоляция из твердого диэлектрика; *б* — чисто масляный (воздушный) промежуток, *в* — барьер; *г* — покрытие одного из электродов; *д* — изолирование одного из электродов

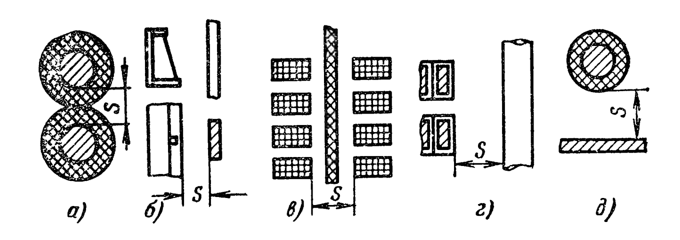


Рис. 4.4. Простейшие изоляционные конструкции:

а — твердая изоляция между двумя отводами; *б* — масляный промежуток между шиной отвода и ярмовой балкой; *в* — барьер — междуфазная перегородка между обмотками ВН; *г* — покрытие — изоляция витка в промежутке между обмоткой ВН и стяжной шпилькой остова; *д* — изолированный отвод вблизи стенки бака

2) чисто масляного или воздушного промежутка;

3) барьера, т. е. перегородки из твердого изолирующего материала в масляном или воздушном промежутке;

4) покрытия одного или обоих электродов тонким слоем твердого изолирующего материала, плотно облегающего электрод и принимающего его форму;

5) изолирования, аналогичного покрытию, но отличающегося большей толщиной твердого диэлектрика, обеспечивающей снижение напряженности в масляной части промежутка.

Примеры простейших изоляционных конструкций применительно к масляному трансформатору показаны на рис. 4.4. В главной изоляции масляных и сухих трансформаторов обычно применяются конструкции, состоящие из комбинации нескольких элементов. Размеры изоляционных промежутков и сложность конструкций обычно возрастают с ростом класса напряжения и испытательных напряжений трансформаторов.

В практике отечественного и зарубежного трансформаторостроения наибольшее распространение получила маслобарьерная главная изоляция обмоток, состоящая из различных комбинаций масляных каналов или промежутков с барьерами в виде цилиндров бумажно-бакелитовых,

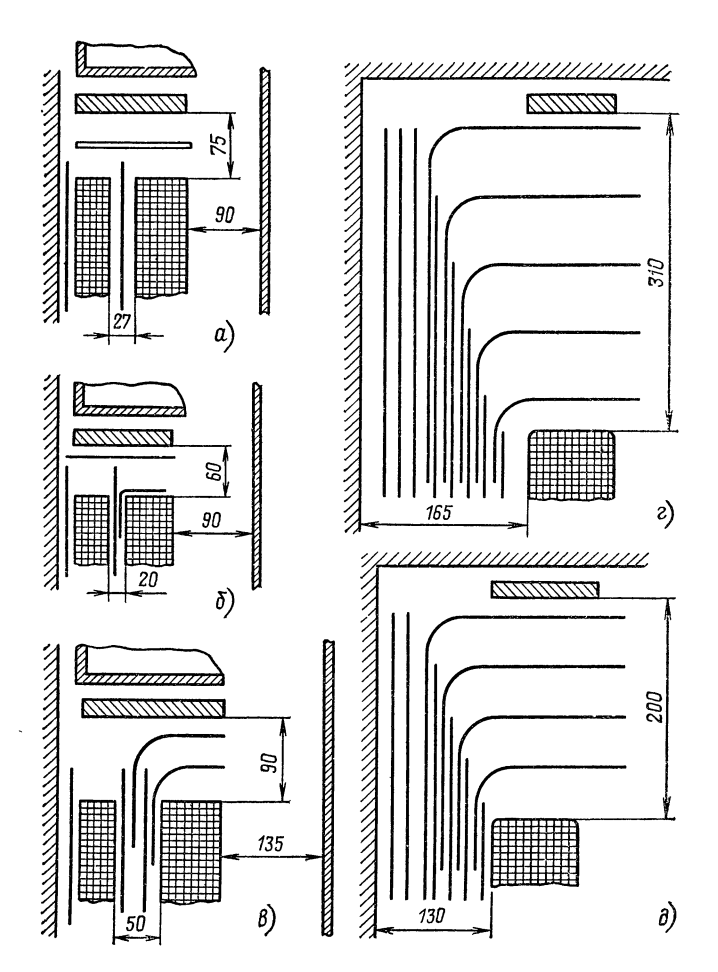


Рис. 4.5. Изоляционные расстояния и структура концевой изоляции обмотки масляного трансформатора при классах напряжения от 35 до 500 кВ:

а — класс напряжения 35/85 кВ; *б* — 35/85 кВ, облегченная изоляция; *в* — 110/200 кВ; *г* — 500/630 кВ; *д* — 330/460 кВ. Размеры в миллиметрах. Структура изоляции и размеры даны ориентировочно

из электроизоляционного картона и кабельной бумаги, плоских и угловых шайб.

Размеры изоляционных промежутков главной изоляции обмоток существенно возрастают с ростом класса напряжения трансформатора, что приводит к увеличению расхода изоляционных материалов, а также

к увеличению массы и габаритов магнитной системы, обмоток и всего трансформатора. Относительное изменение размеров изоляционных промежутков в концевой изоляции обмоток классов напряжения от 35 до 500 кВ, а также усложнение схем маслобарьерных конструкций изоляции показано на рис. 4.5.

При всем многообразии внешних форм частей, находящихся под напряжением и заземленных, и их взаимного расположения, а также при том, что напряжение частоты 50 Гц и импульсные перенапряжения оказывают на изоляцию различные воздействия, глубокое теоретическое и экспериментальное изучение электрического поля обмоток и других частей позволило создать общий метод разработки изоляции трансформатора при классах напряжения до 750 и 1150 кВ, требующий для проверки на реальных конструкциях относительно малого объема экспериментальных работ. Рекомендации по выбору структуры изоляции, материалов деталей и размеров изоляционных промежутков для классов напряжения обмоток от 10 до 110 кВ приведены в § 4.5.

4.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАССТОЯНИЙ ДЛЯ НЕКОТОРЫХ ЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ (МАСЛЯНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ)

Практические рекомендации этого и следующего параграфов по выбору изоляционных конструкций и минимально допустимых изоляционных расстояний даются для некоторых простейших общих и ряда частных случаев и охватывают элементы главной и продольной изоляции, необходимые для расчетов масляного и сухого силовых трансформаторов. В этих рекомендациях учтен необходимый запас прочности изоляции, представляющий собой отношение пробивного напряжения к испытательному и являющийся показателем большего или меньшего доверия к прочности и стабильности той или иной конструкции.

Для расчета изоляционных расстояний во всех таблицах даны значения для твердой изоляции из электротехнического картона или кабельной бумаги. При определении реальных допустимых расстояний необходимо учитывать помимо минимального промежутка, требуемого условиями электрической прочности изоляции, возможные допуски в отклонении действительных размеров токоведущих и заземленных частей от проектных. Эта поправка в явном или скрытом виде введена во все таблицы § 4.5 и 4.6. В § 4.5, 4.6 содержатся практические рекомендации, пользоваться которыми следует после ознакомления с конструкциями обмоток, приведенными в гл. 5.

Некоторые изоляционные расстояния, в частности вертикальные и горизонтальные масляные и воздушные каналы в обмотках, после выбора их по условиям электрической прочности изоляции должны быть проверены и по условиям охлаждения. Размеры этих каналов — соотношение ширины и длины канала — должны быть выбраны такими, чтобы они обеспечивали свободный доступ охлаждающего масла или воздуха ко всем частям (виткам или катушкам) обмотки (см. § 9.5).

Минимально допустимые изоляционные расстояния в главной и продольной изоляции обмоток и отводов масляных трансформаторов обычно выбираются применительно к определенным конструкциям изоляции, для которых они проверены опытным путем. При распространении этих расстояний на какие-либо другие конструкции необходима новая опытная проверка. Так, изоляционные расстояния главной изоляции обмоток, указанные в табл. 4.4 и 4.5, можно принимать только при конструкции, изображенной на рис. 4.6, и применении изоляционных материалов, указанных в пояснениях к этому рисунку. При этом предполагается, что хранение изоляционных материалов, заготовка, обработка, сушка и пропитка маслом изоляционных деталей выполняются в строгом соответствии с установленным технологическим процессом.

Таблица 4.4. **Главная изоляция. Минимальные изоляционные расстояния обмоток НН с учетом конструктивных требований**

Мощность трансформатора, кВ А	$U_{исп}$ для НН, кВ	НН от ярма l_{01}, мм	НН от стержня, мм			
			δ_{01}	$a_{ц1}$	a_{01}	$l_{ц1}$
25—250	5	15	Картон 2×0,5	—	4	—
400—630*	5*	Принимается равным найденному по испытательному напряжению обмотки ВН	То же	—	5	—
1000—2500	5		4	6	15	18
630—1600	18; 25 и 35		4	6	15	25
2500—6300	18; 25 и 35		4	8	17,5	25
630 и выше	45		5	10	20	30
630 и выше	55		5	13	23	45
Все мощности	85		6	19	30	70

* Для винтовой обмотки с испытательным напряжением $U_{исп}$ =5 кВ размеры взять из следующей строки для мощностей 1000—2500 кВ·А.

Таблица 4.5. **Главная изоляция. Минимальные изоляционные расстояния обмоток ВН (СН) с учетом конструктивных требований**

Мощность трансформатора S, кВ·А	$U_{исп}$ для ВН (СН), кВ	ВН от ярма, мм		Между ВН (СН) и НН, мм		Выступ цилиндра $l_{ц2}$, мм	Между ВН (СН) и НН, мм	
		l_{02}	$\delta_ш$	a_{12}	δ_{12}		a_{22}	δ_{22}
25—100	18; 25 и 35	20	—	9	2,5	10	8	—
160—630	18; 25 и 35	30	—	9	3	15	10	—
1000—6300	18; 25 и 35	50	—	20	4	20	18	—
630 и выше	45	50	2	20	4	20	18	2
630 и выше	55	50	2	20	5	30	20	3
160—630	85 (прим. 1)	75	2	27	5	50	20	3
1000—6300	85 (прим. 1)	75	2	27	5	50	30	3
10 000 и выше	85	80	3	30	6	50	30	3

Примечания: 1. Для цилиндрических обмоток минимальное изоляционное расстояние a_{12}=27 мм. Электростатический экран с изоляцией 3 мм. При расчете по (3.17) и (7.32) принимать a_{12}=30 мм.

2. При наличии прессующих колец (см. § 7.3 и 8.1) расстояние от верхнего ярма l_0'' принимать увеличенным против данных табл. 4.5 для трансформаторов 1000—6300 кВ·А на 45 мм; для двухобмоточных трансформаторов 10 000—63 000 кВ·А на 60 мм и для трехобмоточных трансформаторов этих мощностей на 100 мм. Расстояние от нижнего ярма l_0' и в этих случаях принимать по табл. 4.5.

3. В трехобмоточных трансформаторах при $U_{исп}$=85 кВ канал между обмотками СН и НН увеличивается от 27 до 36—40 мм для вывода ответвлений от середины обмотки СН (из расчета изолированный опрессованный отвод 20, цилиндр 6, канал 10—14 мм).

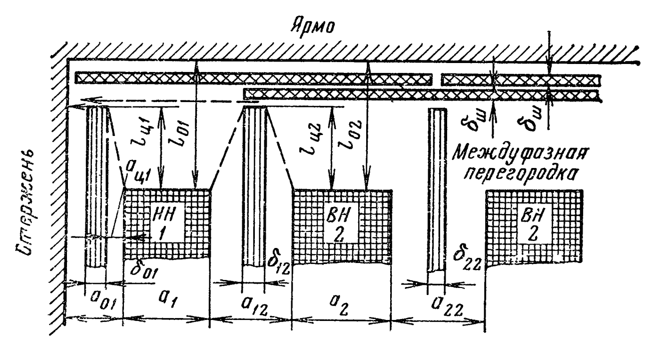


Рис. 4.6. Главная изоляция обмоток ВН и НН для испытательных напряжений от 5 до 85 кВ:

— — — — возможные пути разряда, определяющие выступ цилиндра

В соответствии с принятой выше классификацией изоляции трансформатора в дальнейшем будут рассмотрены изоляционные конструкции и допустимые расстояния для:

1) главной изоляции обмоток (изоляции от заземленных частей и других обмоток);

2) продольной изоляции обмоток (изоляции между витками, слоями и катушками);

3) главной и продольной изоляции отводов.

1. **Главная изоляция обмоток.** Главная изоляция обмоток определяется в основном электрической прочностью при 50 Гц и соответствующими испытательными напряжениями, определяемыми по табл. 4.1. На рис. 4.6 показана конструкция главной изоляции обмоток масляных трансформаторов классов напряжения от 1 до 35 кВ (испытательные напряжения от 5 до 85 кВ).

Изоляция между обмотками ВН и НН осуществляется жесткими бумажно-бакелитовыми цилиндрами или мягкими цилиндрами, намотанными при сборке трансформатора из электроизоляционного картона. Размер выступа цилиндра за высоту обмотки ($l_{ц1}$ и $l_{ц2}$) обеспечивает отсутствие разряда по поверхности цилиндра между обмотками или с обмотки на стержень. Изоляция обмоток от ярма при испытательном напряжении 85 кВ усиливается шайбами и подкладками из электроизоляционного картона. Между обмотками ВН соседних стержней устанавливается междуфазная перегородка из электроизоляционного картона.

Минимально допустимые изоляционные расстояния от обмотки до стержня и ярма, между обмотками, а также главные размеры изоляционных деталей с учетом конструктивных требований и производственных допусков в зависимости от мощности трансформатора для испытательных напряжений 5—85 кВ приведены в табл. 4.4 и 4.5. Данными табл. 4.5 можно пользоваться также при определении изоляционных расстояний между обмотками СН и НН или ВН и СН в трехобмоточном трансформаторе.

При классе напряжения 35 кВ и испытательном напряжении 85 кВ в трансформаторах мощностью 1000—6300 кВ·А некоторые изоляционные расстояния могут быть уменьшены, если эти трансформаторы при окончательной сборке на заводе заполняются под вакуумом предварительно просушенным, дегазированным и подогретым до 80—85 °С маслом. В этом случае изоляционные расстояния могут быть приняты: $a_{12}=20$ мм; $l_{02}=60$ мм и $a_{22}=20$ мм по рис. 4.5, *б*.

В трансформаторах класса напряжения 110 кВ структура и размеры главной изоляции существенно зависят от принятой схемы регулирования напряжения обмотки ВН. Более компактной обмотка ВН с РПН получается при регулирова-

нии по схеме рис. 6.9, *в*, где главная часть обмотки рассчитывается на номинальную мощность, а регулировочная часть — на напряжение, равное половине диапазона регулирования, и включается ступенями, согласно или встречно, последовательно с основной частью обмотки ВН. Некоторый выигрыш в размерах изоляции дает также разделение обмотки ВН на две параллельные части с вводом линейного конца в середину высоты обмотки и обращением нейтрали обмотки к верхнему и нижнему ярмам (рис. 2.10, *г*).

При указанной схеме обмотки ВН структура и размеры главной изоляции могут быть приняты по рис. 4.7 с учетом размещения между верхним торцом обмотки и верхним ярмом остова металлического заземленного или неметаллического прессующего кольца обмотки.

Размеры прессующих колец по рис. 4.7, склеенных из древесно-слоистого материала, $H_к$=60 и 80 мм при мощностях до 25 000 и 40 000—80 000 кВ·А соответственно. Стальные кольца имеют $H_к$=35 и 55 мм при тех же мощностях. При стальных кольцах расстояние от торца обмотки до кольца составляет 90 мм.

Изоляция главной части обмотки ВН от обмотки НН и от регулировочной части обмотки ВН определяется испытательным напряжением 200 кВ. Изоляция нейтрали — верхнего и нижнего концов обмотки ВН, так же как и включаемой в нейтраль регулировочной части обмотки ВН, рассчитывается по испытательному напряжению 100 кВ.

Изоляция между обмотками ВН и НН, а также ВН и регулировочной частью обмотки ВН осуществляется масляным каналом с размером 50 мм и двумя цилиндрами из электроизоляционного картона толщиной 4 мм каждый. Один из цилиндров между главной частью обмотки ВН и ее регулировочной частью из соображений механической прочности бумажно-бакелитовый толщиной 6 мм.

Изоляция обмотки НН от стержня выбирается по ее испытательному напряжению по табл. 4.4. В трансформаторах класса напряжения 110 кВ с обмотками по схеме рис. 2.9, *г* по соображениям электродинамической стойкости рекомендуется наматывать эту обмотку на жестком бумажно-бакелитовом цилиндре толщиной 6—10 мм при мощностях 6300—80 000 кВ·А. При вводе линейного конца обмотки ВН в середину ее высоты обмотка НН также разделяется на две параллельные части или расщепляется на две самостоятельные обмотки. Для вывода концов от середины ее высоты необходимо между цилиндром и обмоткой оставить каналы

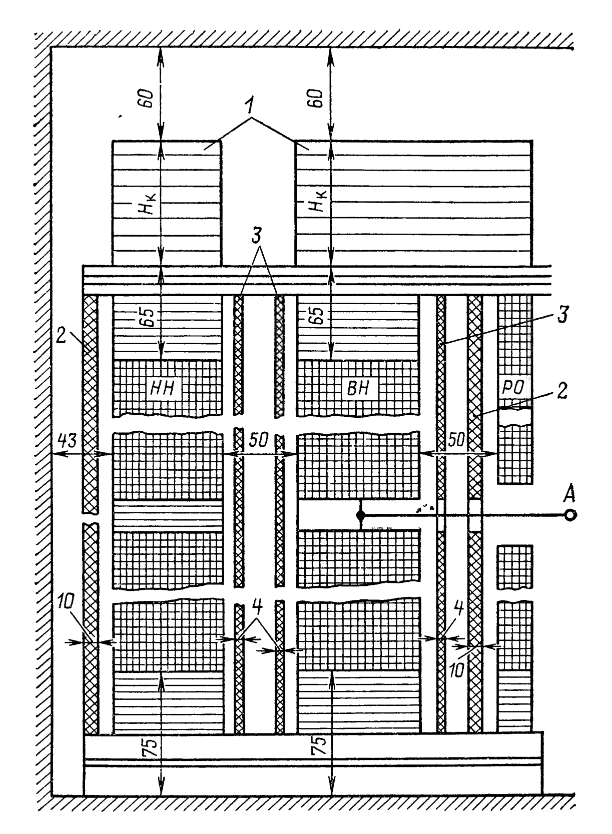


Рис. 4.7. Главная изоляция обмотки ВН класса напряжения 110 кВ с вводом линейного конца в середину высоты обмотки:

1 — прессующее кольцо склеенное древесно-слоистое; *2* — цилиндр бумажно-бакелитовый; *3* — цилиндр из электроизоляционного картона. Структура изоляции и изоляционные расстояния даны ориентировочно

шириной 25—30 мм. Изоляция между регулировочными обмотками соседних фаз осуществляется масляным каналом не менее 35 мм с перегородкой из электроизоляционного картона толщиной 3 мм.

Продольная изоляция обмотки ВН обеспечивается собственной изоляцией провода толщиной $\delta = 1{,}35$ мм (на две стороны), установкой вблизи линейного конца двух емкостных колец с дополнительной изоляцией кабельной бумагой 2 мм (на одну сторону) и увеличением высоты части радиальных масляных каналов между катушками непрерывной катушеч-

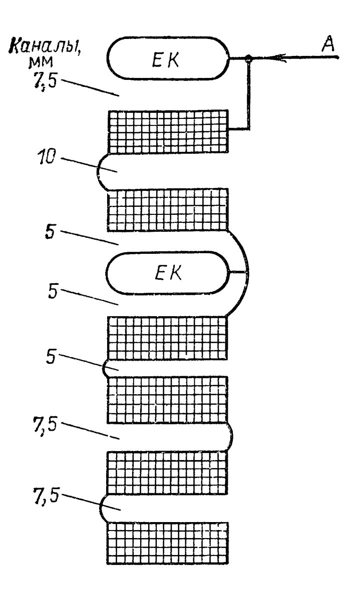


Рис. 4.8. Продольная изоляция обмотки ВН класса напряжения 110 кВ у входа линейного конца:
ЕК — емкостное кольцо. Структура и размеры изоляции даны ориентировочно

ной обмотки, при размере их в основной части обмотки 4 мм, до 6—8 мм (рис. 4.8).

2. **Продольная изоляция обмоток.** Под продольной изоляцией обмоток понимается изоляция между витками, между слоями витков и между катушками. Эта изоляция может определяться как электрической прочностью при 50 Гц, так и прочностью при импульсах. Воздействие на обмотку импульса существенно отличается от воздействия напряжения при 50 Гц, однако те и другие испытательные напряжения связаны с рабочим напряжением обмотки. В дальнейшем для отдельных конкретных случаев все рекомендации даны с учетом импульсной прочности, но исходят из рабочего напряжения обмотки или испытательного при 50 Гц.

Изоляция между витками обычно обеспечивается собственной изоляцией обмоточного провода. Дополнительная изоляция между витками применяется обычно только на входных катушках обмоток фаз. Данные обмоточных проводов и их изоляции представлены в § 5.2.

Выбор изоляции провода может быть сделан по табл. 4.6. В этой таблице дана изоляция провода (витковая) для большей части катушек трансформатора с нормальной изоляцией. Рекомендации по выбору изоляции витков входных (крайних) катушек обмотки даны ниже.

Междуслойная изоляция в обмотках из круглого провода определяется главным образом из условий импульсной прочности. Рекомендации по междуслойной изоляции для входных катушек обмотки даны особо. В табл. 4.7 даны рекомендации по выбору междуслойной изоляции в многослойных цилиндрических обмотках из круглого и прямоугольного провода. Материалом является кабельная бумага марки К-120 толщиной 0,12 мм. Число слоев кабельной бумаги

Таблица 4.6. **Выбор нормальной витковой изоляции**

Испытательное напряжение обмотки, кВ	Марки провода	Толщина изоляции на две стороны, мм	Назначение
5—24	ПСД, АПСД, ПСДК и АПСДК	Круглый провод 0,29—0,38 (0,30 и 0,40), прямоугольный провод 0,27—0,48 (0,30 и 0,50)	Для сухих пожаробезопасных трансформаторов
5—85	ПЭЛБО ПБ и АПБ	Круглый провод 0,17—0,21 (0,27—0,31) 0,30 (0,40)	Для масляных и сухих трансформаторов
	ПБ и АПБ	Прямоугольный провод 0,45 (0,50)	
200	ПБ и АПБ	1,20(1,35)	Для масляных трансформаторов
325	ПБ	1,35(1,50)	Для обычных обмоток
325	ПБУ	2,00(2,20)	Для переплетенных обмоток

Примечания: 1. В скобках указаны расчетные размеры с учетом допусков.

2. Провод марок ПБ, АПБ, ПБУ может иметь изоляцию большей толщины согласно табл. 5.1 и 5.2.

между двумя слоями витков определяется по суммарному рабочему напряжению двух слоев обмотки. Высота междуслойной изоляции для увеличения пути разряда по поверхности между слоями делается большей, чем высота слоя витков.

В многослойной цилиндрической катушечной обмотке из круглого провода междуслойная изоляция имеет высоту слоя и может быть выбрана по суммарному рабочему напряжению двух слоев катушки по табл. 4.8.

В двухслойной цилиндрической обмотке из прямоугольного провода в масляных трансформаторах при суммарном рабочем напряжении двух слоев не более 1 кВ достаточной междуслойной изоляцией служит осевой масляный канал

Таблица 4.7. **Нормальная междуслойная изоляция в многослойных цилиндрических обмотках**

Суммарное рабочее напряжение двух слоев обмотки, В	Число слоев кабельной бумаги на толщину листов, мм	Выступ междуслойной изоляции на торцах обмотки (на одну сторону), мм
До 1000	2×012	10
От 1001 до 2000	3×0,12	16
От 2001 до 3000	4×0,12	16
От 3001 до 3500	5×0,12	16
От 3501 до 4000	6×0,12	22
От 4001 до 4500	7×0,12	22
От 4501 до 5000	8×0,12	22
От 5001 до 5500	9×0,12	22

Примечание. Данные таблицы приведены для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно. При мощности от 1000 кВ·А и выше междуслойную изоляцию следует принимать по таблице, но не менее 4×0,12 мм; выступ изоляции не менее 20 мм.

Таблица 4.8. **Нормальная междуслойная изоляция в многослойных цилиндрических катушках обмотки**

Рабочее напряжение двух слоев обмотки, В	Толщина изоляции, мм	Материал изоляции
До 150	2×0,05	Телефонная бумага
От 151 до 200	1×0,2	Кабельная бумага или электроизоляционный картон
От 201 до 300	2×0,2 или 1×0,5	

не менее 4 мм шириной или прокладка из двух слоев электроизоляционного картона по 0,5 мм. При рабочем напряжении двух слоев более 1 кВ и до 6 кВ — масляный канал 6—8 мм и два слоя картона по 1 мм.

В сухих трансформаторах двухслойная цилиндрическая обмотка применяется для напряжений не более 1 кВ. Осевой междуслойный канал шириной 15—20 мм, необходимый при этом по условиям охлаждения, оказывается достаточным и как изоляционный промежуток.

В обмотках из прямоугольного провода — винтовой и непрерывной — междуслойная изоляция не применяется.

Междукатушечная изоляция обычно осуществляется радиальными масляными каналами (рис. 4.9, *б*, *в*), а также простыми (рис. 4.9, *в*) или угловыми шайбами (рис. 4.9, *а*).

Осевой размер масляного канала $h_к$, м, по рис. 4.9, *б* или *в* может быть определен по формуле

$$h_к = 3\frac{2U_{кат}}{1000}10^{-3}, \tag{4.1}$$

где $U_{кат}$ — рабочее напряжение одной катушки, В.

Найденный размер канала округляют до 0,5 мм и проверяют по условиям отвода тепла от обмотки (см. § 9.5). Из соображений нормального охлаждения обмотки в масляных трансформаторах размер $h_к$ следует брать не менее

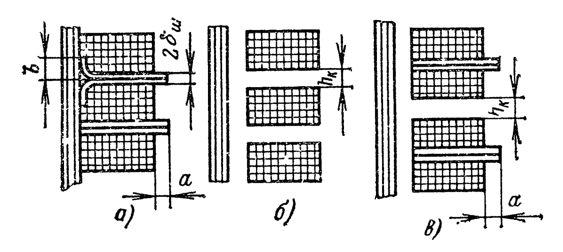


Рис. 4.9. Междукатушечная изоляция

4 мм. При широких катушках минимальное значение $h_к$ по условиям отвода тепла может быть значительно больше 4 мм.

Междувитковая изоляция в винтовых и междукатушечная в непрерывных катушечных обмотках (высота радиальных каналов $h_к$) сухих трансформаторов выбирается из условий нормального охлаждения обмотки по § 9.5 и обычно оказывается достаточной для обеспечения прочности изоляции.

При применении для междукатушечной изоляции шайб из электроизоляционного картона, простых (рис. 4.9, *в*) или угловых (рис. 4.9, *а*), между каждыми двумя соседними катушками укладываются две шайбы. Толщина шайб 0,5 мм, выступ шайбы *а* принимается обычно не менее 6 мм. Этот способ изоляции применяется для класса напряжения не выше 35 кВ ($U_{исп} \leqslant 85$ кВ) в тех случаях, когда по условиям охлаждения обмотки можно закрыть шайбами все охлаждающие каналы (рис. 4.9, *а*) или половину каналов (рис. 4.9, *в*). В трехфазных трансформаторах классов напряжения 10 и 35 кВ с потерями короткого замыкания по ГОСТ и во всех трансформаторах с алюминиевыми обмотками в ряде случаев половина каналов может быть закрыта при мощности трансформатора до 6300 кВ·А.

Угловые шайбы (рис. 4,9, *а*) применяются только в малоупотребительной многослойной цилиндрической катушечной обмотке из круглого провода. В обмотках из прямоугольного провода междукатушечная изоляция осуществляется по рис. 4.9, *б* или *в*.

В месте расположения регулировочных витков обмотки ВН в трансформаторе ПБВ в обмотке обычно выполняется разрыв и увеличенный против нормального канал между катушками. Размер этого канала и его заполнение (шайбы) должны обеспечивать обмотку ВН от разряда по поверхности между двумя половинами обмотки. Выбор размеров канала должен производиться исходя из гарантированной импульсной прочности трансформатора с учетом схемы регулирования напряжения обмотки ВН и принятой конструкции изоляции в канале. Допустимые размеры канала с учетом этих условий приведены в табл. 4.9 для схем регулирования, изображенных на рис. 4.10, и конструкции изоляции по рис. 4.11, *а*—*г*. По рис. 4.10, *б* и *г* выполняются обмотки с выводом нулевой точки на крышку трансформатора.

Таблица 4.9. **Минимальные размеры канала $h_{кр}$ в месте расположения регулировочных витков обмотки ВН**

Класс напряжения ВН, кВ	Схема регулирования по рис 4.10	Изоляция в месте разрыва		Размер канала, мм
		Способ изоляции	По рис 4.11	
6	*а*	Масляный канал	*а*	8
	б	То же	*а*	12
10	*а*	» »	*а*	10
	б	» »	*а*	18
	а	Угловые и простые шайбы	*б*	6
	б	То же	*в*	18
35	*в* и *г*	Масляный канал	*а*	12
	а	То же	*а*	25
	а	Угловые и простые шайбы	*б*	20
	а	То же	*в*	25
110	*г*	Масляный канал с барьером из шайб	*г*	30 (в том числе шайба 5 мм)

Примечания: 1. В многослойной цилиндрической обмотке с регулированием по схеме рис. 4.10, *д* разрыв не выполняется

2. Минимальный выступ шайбы за габарит обмотки a=6 мм.

3. Ширина бортика шайбы b=6—8 мм.

4. Толщина угловой шайбы 0,5—1 мм.

Наиболее употребительны схемы регулирования, показанные на рис. 4.10, *а*, *в* и *г*, при конструкции изоляции по рис. 4.11, *а* и схема на рис. 4.10, *д* без разрыва.

В обмотке ВН класса напряжения 35 кВ с ПБВ может применяться схема регулирования по рис. 4.10, *г*.

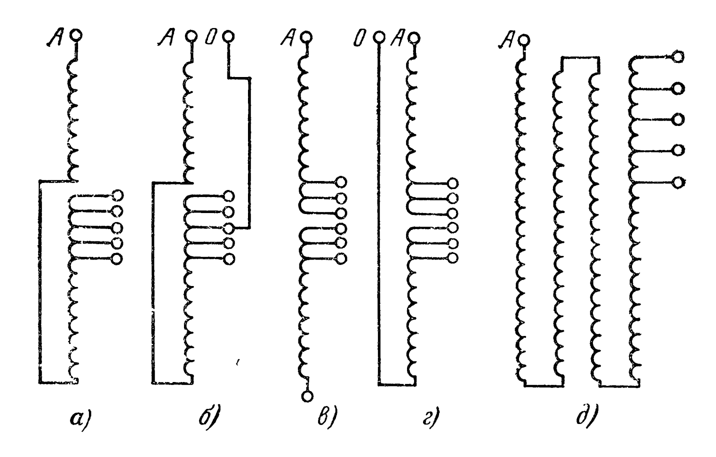


Рис. 4.10. Принципиальные схемы регулирования напряжения обмотки ВН

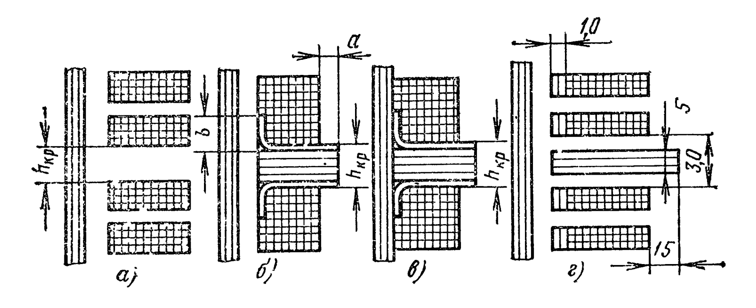


Рис. 4.11. Конструкция изоляции в месте разрыва обмотки ВН

Защита обмоток трансформатора от импульсных перенапряжений осуществляется различными путями. Существенную роль в повышении импульсной прочности обмоток играет правильный выбор схемы расположения витков, слоев и катушек в сочетании с электрическими экранами, обеспечивающей наиболее благоприятное начальное распределение импульсного напряжения по обмотке и ограни-

чивающей собственные колебания напряжения в обмотке. К числу таких схем относится схема многослойной цилиндрической обмотки, наматываемой из провода круглого или прямоугольного сечения и широко применяемой для трансформаторов классов напряжения 6, 10 и 35 кВ мощностью до 80 000 кВ·А (рис. 4.12, *а*). При классе напряжения

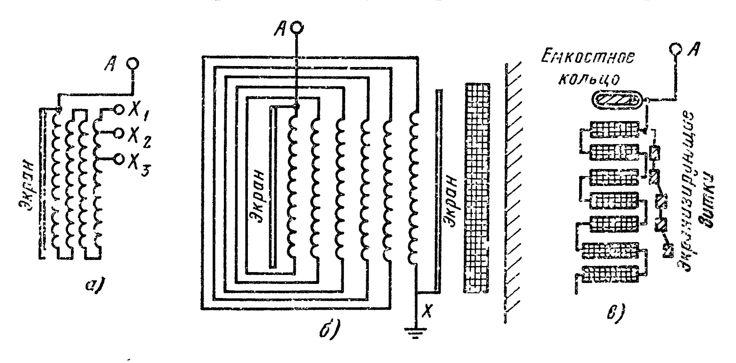


Рис. 4.12. Схемы емкостной защиты обмоток:
а — обмотки 35 кВ; *б* — обмотки 110—500 кВ (иностранные фирмы); *в* — обмотки 110 кВ

35 кВ дополнительная защита многослойной цилиндрической обмотки осуществляется путем применения экрана в виде незамкнутого металлического цилиндра, вложенного под внутренний слой обмотки и соединенного электрически с линейным концом, подведенным к внутреннему слою обмотки. Экран из листа немагнитного металла толщиной 0,5 мм изолируется от внутреннего слоя обмотки обычной междуслойной изоляцией. В обмотках классов напряжения 6 и 10 кВ экранирование внутреннего слоя не применяется.

Многими иностранными фирмами многослойная цилиндрическая обмотка из провода прямоугольного сечения применяется для трансформаторов мощностью десятки и сотни тысяч киловольт-ампер классов напряжения 110—500 кВ (рис. 4.12, *б*). Обмотка этого типа в сочетании с одним или двумя электростатическими экранами, присоединенными к линейному концу обмотки или к линейному и нейтральному концам, дает равномерное начальное распределение напряжения и обеспечивает хорошую грозозащиту трансформатора. От схемы на рис. 4.12, *а* эта схема отличается наполовину меньшим напряжением между соседними слоями. Применение многослойных обмоток для мощных

трансформаторов затрудняется сложностью технологии их изготовления — большой затратой ручного труда на отбортовку междуслойной изоляции, состоящей из многих слоев кабельной бумаги.

В обмотках катушечных, непрерывных или собираемых из отдельно намотанных катушек, прибегают к экранированию начальных (у линейного конца) и иногда конечных (у нейтрали) витков и катушек обмотки фазы емкостными кольцами или (редко) экранирующими витками (рис. 4.12, *в*). Например, при классе напряжения 110 кВ и непрерывной обмотке в схему защиты входит кольцо с незамкнутой металлической обкладкой, изолированное снаружи кабельной бумагой и соединенное гальванически с линейным концом обмотки. Экранирующие витки — это незамкнутые витки из медного или алюминиевого провода, имеющие дополнительную изоляцию, располагаемые у начальных или конечных витков обмотки и соединенные гальванически с ее ближайшим концом.

В настоящее время защита обмоток от импульсных перенапряжений при классах напряжения от 220 кВ и выше выполняется путем сочетания емкостных колец с применением переплетенных катушечных обмоток, т. е. обмоток, в которых порядок последовательного соединения витков отличается от последовательности их расположения в катушках. Одна из схем переплетенной обмотки показана на рис. 4.13, *а*. Каждая катушка наматывается двумя параллельными проводами, а затем производится соединение этих проводов по схеме рис. 4.13, *б*. Возможны и другие способы переплетения витков обмотки.

Намотка переплетенной обмотки любого типа является более сложной и трудоемкой, чем намотка обычной непрерывной катушечной обмотки, эта обмотка требует увеличе-

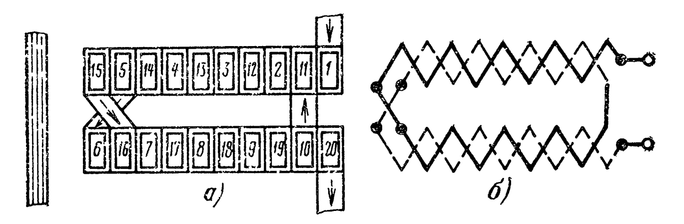


Рис. 4.13. Двойная катушка переплетенной обмотки с петлевой схемой соединения витков:

а — расположение витков; *б* — схема соединения витков

ния электрической прочности изоляции витков и повышения плотности ее наложения, однако это усложнение технологии и увеличение стоимости обмотки окупается почти линейным начальным распределением импульсного напряжения и хорошей грозозащитной обмотки. В переплетенной обмотке отпадает необходимость в экранирующих витках, но используются емкостные кольца. Применение переплетенных обмоток в настоящее время является, по-

Таблица 4.10. **Изоляция входных витков и катушек, мм (непрерывная катушечная обмотка)**

Класс напряжения, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Первая катушка		Вторая катушка		Третья и четвертая катушки	
		Витков	Всей катушки	Витков	Всей катушки	Витков	Всей катушки
20	55	0,96 (1,06)	—	—	—	—	—
35	85	1,35 (1,50)	—	1,35 (1,50)	—	—	—
Ввод линейного конца в верхний конец обмотки							
110	200	1,20 (1,35)	4,0	1,20 (1,35)	3,5	1,20 (1,35)	2,0
Ввод линейного конца в середину высоты обмотки							
110	200	1,20 (1,35)	1,0	1,20 (1,35)	3,0	1,20 (1,35)	1,5

Примечания: 1. Усиленная изоляция при $U_{исп}=55$ кВ делается на первой (линейный конец) и последней (нейтраль) катушках обмотки фазы, при $U_{исп}=85$ кВ — на двух первых и двух последних катушках, при $U_{исп}=200$ кВ — только на двух первых.

2. В обмотках классов напряжения 20 и 35 кВ два крайних канала между катушками вверху и внизу не менее 7 мм каждый.

3. В многослойной цилиндрической обмотке класса напряжения 35 кВ с экраном пять последних витков у нейтрали на каждой ступени имеют усиленную изоляцию — один слой лакоткани ЛХММ вполуперекрышку.

4. Изоляция витков дана на две стороны, изоляция катушек на одну

5. Вне скобок указана номинальная толщина изоляции витков. Размеры катушки рассчитываются по толщине изоляции, указанной в скобках.

видимому, наилучшим методом защиты от импульсных перенапряжений для обмоток классов напряжения от 220 до 750 кВ.

При воздействии на обмотку волны перенапряжения с крутым фронтом первые катушки обмотки в начале процесса испытывают наибольшие перенапряжения. В отдельных случаях наблюдается скачок напряжения на витках, близких к нейтрали. Для того чтобы обезопасить эти катушки и витки от пробоя, их изоляция усиливается по сравнению с изоляцией всех остальных катушек (витков) обмотки.

В качестве усиленной изоляции применяется увеличенная изоляция между слоями, изоляция целых катушек лакотканью или кабельной бумагой.

В обмотках классов напряжения 6, 10 и 15 ($U_{исп}<55$ кВ) усиленная изоляция, как правило, не применяется. Для обмоток классов напряжения 20 кВ и более ($U_{исп}\geqslant55$ кВ) усиленная изоляция может быть выбрана по табл. 4.10.

Усиленная изоляция несколько увеличивает внутренний перепад температуры во входных катушках. Во избежание этого рекомендуется в катушках с усиленной изоляцией уменьшать плотность тока, увеличивая сечение провода по сравнению с остальными катушками обмотки на 10—15 %. В обмотках из прямоугольного провода с общей толщиной изоляции провода и катушки до 1,5 мм на сторону сечение провода входных катушек может оставаться таким же, как и в других катушках обмотки.

В некоторых новых сериях трансформаторов класса напряжения 35 кВ с непрерывными катушечными обмотками ВН усиленная изоляция катушек у линейного и нейтрального концов обмотки не применяется.

3. Изоляция отводов трансформатора. Отводы, т. е. проводники, соединяющие обмотки трансформатора между собой, с проходными изоляторами на крышке (вводами) и с переключателями, а также переключатели обычно располагаются в масле, в пространстве между обмоткой и стенкой бака или между ярмом и крышкой бака. Отводы и переключатели каждой обмотки должны быть надежно изолированы от бака, заземленных частей, крепящих остов (прессующие балки ярма, заземленные болты и т. д.), а также от всех частей, находящихся под напряжением, т. е. обмоток и других отводов. Типичный случай расположения отвода показан на рис. 4.14. При расчете изоляции следует

проверять как размеры чистых масляных промежутков (s_1 и s_2 на рис. 4.14), так и возможные пути разряда по поверхности изоляционных деталей, например деревянных деталей крепления отводов. Определение допустимых изоляционных расстояний и дополнительной твердой изоляции отводов обмотки ВН производится по испытательному напряжению отвода (обмотки, от которой идет отвод) при 50 Гц по табл. 4.11 для изоляции отвода от бака и других заземленных деталей и от собственной (наружной) обмотки. Изоляция отводов внутренних обмоток НН и СН от стенки бака и заземленных деталей выбирается по табл. 4.11, а от наружной обмотки ВН по табл. 4.12.

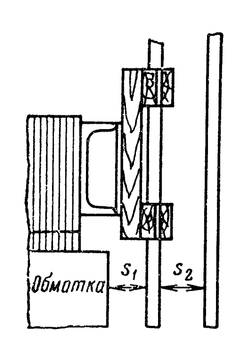


Рис. 4.14. Отвод между обмоткой и стенкой бака

В этих таблицах приведены ориентировочные основные размеры изоляционных промежутков, которые могут быть приняты в расчете при предварительном определении внутренних размеров бака трансформатора.

В табл. 4.11 и 4.12 минимально допустимый масляный промежуток определяется как сумма минимального изоляционного промежутка и суммарного допуска на изготовление соответствующих деталей трансформатора. Найденный по таблицам допустимый промежуток s следует принимать как чисто масляный промежуток в свету между изоляцией отвода и соответствующей деталью или ее изоляцией. В том случае, если часть изоляционного промежутка заполнена изоляционными деталями, по поверхности которых может пройти путь разряда, эквивалентный чисто масляный промежуток, мм, определяется по формуле

$$s = s_{м} + 0{,}4 s_{д} + 0{,}67 s_{т,и}, \qquad (4.2)$$

где $s_{м}$ — действительный чисто масляный промежуток, мм; $s_{д}$ — длина пути разряда по поверхности дерева, мм; $s_{т,и}$ — длина пути разряда по поверхности твердой изоляции: электроизоляционного картона, кабельной бумаги, бумажно-бакелитовых изделий, гетинакса, мм.

Найденное по (4.2) s должно быть не меньше, чем определенное по табл. 4.11 или 4.12.

Для отводов с $U_{исп} \leqslant 35$ кВ может применяться медный

или алюминиевый провод, изолированный кабельной бумагой или бумажно-бакелитовыми трубками. При рабочем напряжении отвода до 1 кВ (испытательное напряжение 5 кВ) провод (шина) отвода собственной изоляции не имеет.

В трансформаторах класса напряжения 110 кВ при расположении отводов между наружной обмоткой и стенкой бака могут быть два случая. В трансформаторах с ПБВ, если регулировочные витки не выведены в отдельный кон-

Таблица 4.11. **Минимально допустимые изоляционные расстояния от отводов до заземленных частей**

Испытательное напряжение отвода, кВ	Толщина изоляции на одну сторону, мм	Диаметр стержня, мм	Расстояние от гладкой стенки бака или собственной обмотки, мм			Расстояние от заземленной части острой формы, мм		
			$s_и$	$s_к$	s	$s_и$	$s_к$	s
До 25	0	<6	15	10	25	15	5	20
	0	>6	12	10	22	12	5	17
	2	—	10	10	20	10	5	15
35	0	<6	23	10	33	20	5	25
	0	>6	18	10	28	17	5	22
	2	—	10	10	20	12	5	17
45	0	<6	32	10	42	28	5	33
	0	>6	27	10	37	25	5	30
	2	—	15	10	25	18	5	23
55	0	<6	40	10	50	33	5	38
	0	>6	35	10	45	32	5	37
	2	—	22	10	32	25	5	30
85	2	—	40	10	50	45	5	50
	4	—	30	10	40	37	5	42
	6	—	25	10	35	35	5	40
100	5	—	40	10	50	45	10	55
200	20	12	75	20	95	160	10	170*
	20	12	75	20	95	105	10	115**

* Заземленная часть не изолирована.

** Заземленная часть изолирована щитом из электроизоляционного картона толщиной 3 мм.

Таблица 4.12. **Минимально допустимые изоляционные расстояния от отвода до обмотки**

Испытательное напряжение, кВ		Толщина изоляции на одну сторону, мм	Изоляционное расстояние отвода $s_и$, мм		Суммарный допуск $s_к$, мм	Минимальное расчетное расстояние, s, мм	
обмотки	отвода		до входных катушек	до основных катушек		до входной катушки	до основных катушек
До 25	До 25	Нет	—	15	10	—	25
		2	—	10	10	—	20
35	До 35	Нет	—	23	10	—	33
		2	—	10	10	—	20
55	До 35	Нет	—	40	10	—	50
		2	—	20	10	—	30
85	До 35	Нет	—	80	10	—	90
		2	—	40	10	—	50
200	До 100	3	205	230	20	225	250
		6	150	170	20	170	190
		8	125	140	20	145	160
200	200	20	80	90	15	95	105

центр, внешняя обмотка ВН имеет испытательное напряжение 200 кВ и расстояния отводов ВН от стенки бака или собственной обмотки выбираются по этому напряжению по табл. 4.11, а расстояния отводов, идущих от обмоток СН и НН до обмотки ВН, выбираются по табл. 4.12. В трансформаторах с РПН наружной частью обмотки ВН является обмотка тонкого регулирования, испытательное напряжение которой равно 100 кВ. Расстояние линейного отвода обмотки ВН при этом выбирается, как для отвода с испытательным напряжением 200 кВ, вблизи обмотки с испытательным напряжением 200 кВ по табл. 4.12. Расстояния отводов СН и НН от регулировочной части обмотки ВН выбираются, как для отводов с испытательным напряжением 100 кВ по табл. 4.11.

При переходе через деревянные детали отводы с $U_{исп}=25$ и 35 кВ, не имеющие собственной изоляции, должны быть изолированы картоном толщиной 2 мм на сторону; отводы обмоток с $U_{исп}=200$ кВ получают в этом случае дополнительную изоляцию на сторону 6 мм.

Отвод от внутренней обмотки трансформатора (обычно обмотка НН и СН) в некоторых случаях может располагаться в осевом канале между обмотками или между обмоткой и стержнем. При выходе в пространство между активной частью трансформатора и баком такой или любой другой отвод от внутренней обмотки должен пройти

между наружной обмоткой и прессующей балкой ярма (рис. 4.15). Изоляция отвода в этом случае определяется испытательным напряжением при частоте 50 Гц. Отвод изолируется кабельной бумагой или лакотканью и дополнительно защищается коробкой из электроизоляционного картона. Размеры изоляции и минимально допустимые расстояния определяются по испытательному напряжению той обмотки, от которой идет отвод, если ее напряжение выше напряжения другой обмотки или если определяется изоляция отвода от заземленной детали. При определении изоляции отвода, лежащего в осевом канале, от другой обмотки толщина покрытия отвода определяется по испытательному напряжению обмотки, от которой идет отвод, а расстояние до другой обмотки — по наибольшему из двух испытательных напряжений обмоток.

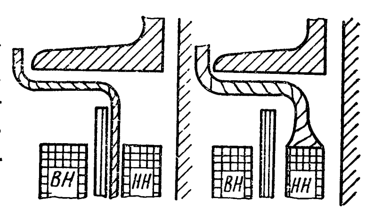


Рис. 4.15. Вывод концов от обмотки НН

Для определения размеров изоляции и минимальных расстояний отводов, расположенных в осевых каналах, можно пользоваться табл. 4.13, 4.14 и рис. 4.16.

Таблица 4.13. **Минимальное расстояние от внутренних отводов до других обмоток и заземленных деталей**

Испытательное напряжение на промежутке, кВ	До 25	35	45	55	85	200	230
Расстояние *a* от металла до соседней обмотки или стержня, мм	9	12	15	19	27	55	60

Таблица 4.14. **Толщина изоляции на внутренних отводах**

Испытательное напряжение обмотки, от которой идет отвод, кВ	Толщина изоляции на одну сторону, $\delta_и$, мм	Толщина коробки из картона $\delta_к$, мм
До 25	1,5	2,5
25	3	2,5
45	4	2,5
85	8	2×2,5

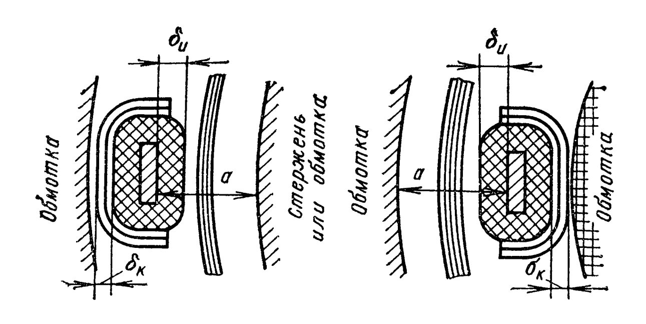


Рис. 4.16. Изоляция отводов в осевых каналах обмоток

Изоляция в месте выхода отвода между обмоткой ВН и прессующей балкой ярма (рис. 4.15) может быть определена по табл. 4.13 и 4.14 при условии, что коробка из электроизоляционного картона укладывается с двух сторон — со стороны обмотки ВН и со стороны балки толщиной $\delta_к$ — на каждой стороне.

4.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАССТОЯНИЙ В СУХИХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

Главная изоляция в сухих трансформаторах осуществляется обычно при помощи таких же изоляционных конструктивных деталей, как и в масляных трансформаторах: изоляционных цилиндров, угловых шайб, междуфазных перегородок и т. д. При конструировании сухих трансформаторов наряду с обеспечением электрической прочности

Таблица 4.15. **Изоляция обмоток ВН сухих трансформаторов, мм**

$U_{исп}$ для ВН, кВ	ВН от ярма l_{02}	Между ВН и НН			Между ВН и ВН	
		a_{12}	δ_{12}	$l_{ц2}$	a_{22}	δ_{22}
3	15	10	Картон 2×0,5 мм		10	—
10	20	15	2,5	10	10	2
16	45	22	4	25	25	3
24	80	40	5	40	45	3

Примечание. Размеры каналов a_{01} и a_{12} являются минимальными с точки зрения изоляции обмоток. Эти размеры должны быть также проверены по условиям отвода тепла по табл. 9.2.

следует обращать особое внимание на получение достаточных воздушных охладительных каналов между обмотками и такое расположение изоляционных деталей (угловых шайб и т. д.), при котором обеспечивается наилучший доступ воздуха к обмоткам. Основные изоляционные расстояния главной изоляции (рис. 4.17) могут быть выбраны по табл. 4.15 и 4.16.

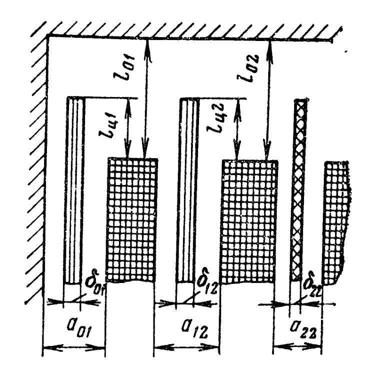


Рис. 4.17. Главная изоляция обмоток сухих трансформаторов

Междувитковая изоляция сухих трансформаторов обычно достаточно надежно обеспечивается нормальной изоляцией провода. В качестве междукатушечной изоляции могут служить горизонтальные воздушные каналы, размеры которых определяются по условиям отвода тепла по табл. 9.2.

Междуслойная изоляция в многослойных цилиндрических обмотках сухих трансформаторов может выполняться из стеклолакоткани марки ЛСБ-120/130 на основе битумно-масляного алкидного лака с толщиной полотна 0,15 мм (ГОСТ 10156—78). При рабочем напряжении двух слоев обмотки 1000—2000 В следует проложить три слоя по 0,15 мм; при напряжении 2001—3000 В — четыре слоя по 0,15 мм и при напряжении 3001—3500 В — пять слоев по 0,15 мм. Выступ междуслойной изоляции за торцы обмотки 20 мм. Структура изоляции на торцах выполнена по рис. 5.21.

Таблица 4.16. **Изоляция обмоток НН сухих трансформаторов, мм**

$U_{исп}$ для НН, кВ	НН от ярма l_{01}	НН от стержня		
		a_{01}	δ_{01}	$l_{ц1}$
3	15	10	Картон 2×0,5	
10	30	14	2,5	15
16	55	27	5	30
24	90	40	6	40

Примечания: 1. См. примечание к табл. 4.15.

2. Для винтовой обмотки при $U_{исп}$ для НН 3 кВ ставить цилиндр δ_{01}=2,5÷÷5 мм и принимать a_{01} не менее 20 мм.

Сухие трансформаторы устанавливаются внутри помещений, подводка линии высшего напряжения к ним осуществляется кабелем. Поэтому изоляция сухих трансформаторов испытывает коммутационные перенапряжения, но практически свободна от воздействия атмосферных перенапряжений.

Минимальные расстояния между токоведущими и заземленными частями в сухом трансформаторе (отвод ВН — отвод НН; отвод ВН — заземленная шпилька; отвод ВН—обмотка ВН; отвод ВН — стенка кожуха и т. д.) можно принять следующими: при чисто воздушном промежутке при рабочем напряжении 6 кВ 50 мм, при 10 кВ 80 мм; при наличии барьера 2 мм или покрытия той же толщины на одном из электродов — соответственно 40 и 60 мм. Допустимое расстояние по поверхности твердого диэлектрика (электроизоляционный картон, гетинакс и др., но не дерево) при рабочем напряжении 6 и 10 кВ — около 100 мм.

Глава пятая

ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ

5.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ОБМОТКАМ ТРАНСФОРМАТОРА

Общие требования, предъявляемые к обмоткам трансформатора, можно подразделить на эксплуатационные и производственные.

Основными эксплуатационными требованиями являются надежность, электрическая и механическая прочность и нагревостойкость как обмоток, так и других частей и всего трансформатора в целом. Изоляция обмоток и других частей трансформатора должна выдерживать без повреждений коммутационные и атмосферные перенапряжения, которые могут возникнуть в сети, где трансформатор будет работать. Механическая прочность обмоток должна допускать упругие деформации, но гарантировать их от остаточных деформаций и повреждений при токах короткого замыкания, многократно превышающих номинальный рабочий ток трансформатора.

Нагрев обмоток и других частей от потерь, возникающих в трансформаторе при номинальном режиме работы, допустимых перегрузках и коротких замыканиях ограни-

ченной длительности, не должен приводить изоляцию обмоток и других частей, а также масло трансформатора к тепловому износу или разрушению в сроки более короткие, чем обычный срок службы трансформатора — 25 лет.

Общие эксплуатационные требования, предъявляемые к трансформаторам и их обмоткам, регламентированы соответствующими общесоюзными стандартами на силовые трансформаторы общего назначения, различные трансформаторы специального назначения, электрические испытания изоляции трансформаторов и т. д. Практически электрическая прочность изоляции обмоток достигается рациональной ее конструкцией, правильным выбором изоляционных промежутков и изоляционных материалов и прогрессивной технологией обработки изоляции при высокой общей культуре производства. Требование механической прочности обмотки удовлетворяется путем рациональной организации поля рассеяния, а также правильного выбора типа конструкции обмотки и расположения ее витков и катушек с таким расчетом, чтобы возникающие в этой обмотке механические силы были по возможности меньшими, а механическая стойкость возможно большей.

Для достижения необходимой нагревостойкости следует обеспечить свободную теплоотдачу в окружающую среду всего тепла, выделяющегося в обмотках при допустимых для данного класса нагревостойкости изоляции превышениях температуры обмоток над температурой окружающей среды, т. е. обеспечить достаточно большую поверхность соприкосновения обмотки с охлаждающей средой — маслом или воздухом.

Основные производственные требования к трансформатору заключаются прежде всего в технологичности его конструкции, позволяющей изготовить трансформатор с минимальными затратами труда и материалов.

Требования, предъявляемые к трансформатору в целом, в полной мере относятся к обмоткам. Задачей проектировщика является разумное сочетание интересов эксплуатации и производства. Эта задача решается в значительной мере при выборе того или иного типа обмотки. Поэтому на выбор типа обмотки, наиболее полно отвечающей требованиям эксплуатации и в то же время простой и дешевой в производстве, следует обращать особое внимание. Практические указания по этому вопросу даются в характеристиках различных типов обмоток.

В процессе расчета обмотки после выбора ее типа следует добиваться наибольшей компактности в ее размещении, распределении витков и катушек, для того чтобы получить наилучшее заполнение окна трансформатора.

Одновременно следует стремиться к получению достаточно развитой поверхности охлаждения обмотки и достаточного числа и размеров масляных (воздушных у сухого трансформатора) охлаждающих каналов в обмотках при обеспечении наименьшего гидро- и аэродинамического сопротивления для движения в них охлаждающей среды, что дает возможность уменьшить внутренний перепад температуры в обмотках и как следствие этого несколько уменьшить охлаждаемую поверхность бака трансформатора.

Потери энергии, выделяющейся в обмотках в виде тепла, должны быть полностью отведены в среду, охлаждающую трансформатор. На пути движения тепла в масляном трансформаторе существенное значение имеют два перепада температуры — между поверхностью обмотки и охлаждающим ее маслом $\Theta_{о,м}$ и между поверхностью стенки бака и охлаждающим ее воздухом $\Theta_{б,в}$. Перепад $\Theta_{о,м}$ прямо зависит от плотности теплового потока на поверхности, т. е. от потерь в обмотке P, отнесенных к единице ее поверхности $П_{охл}$, $q = P/П_{охл}$, Вт/м^2.

Перепад температуры $\Theta_{о,м}$ обычно ограничивают значением 23—25 °С путем ограничения плотности теплового потока q, что при верхнем пределе превышения средней температуры обмотки над воздухом, ограниченном по ГОСТ значением ± 65 °С, позволяет получить среднее превышение температуры стенки бака над воздухом не менее $\Theta_{б,в} \approx 35 \div$ $\div 38$ °С. Увеличение перепада $\Theta_{о,м}$ сверх 25 °С приведет к необходимости рассчитывать охлаждаемую поверхность бака на меньший перепад температуры $\Theta_{б,в}$, т. е. к существенному увеличению размеров и массы материалов системы охлаждения трансформатора.

В сухих трансформаторах с естественным воздушным охлаждением имеются два перепада температуры — внутри обмотки $\Theta_о$ и на ее поверхности, охлаждаемой воздухом $\Theta_{о,в}$. В сумме эти два перепада не должны быть больше значения, установленного ГОСТ 11677-85 для каждого класса нагревостойкости изоляции обмоток от 60 °С при классе А до 125 °С при классе Н.

5.2 КОНСТРУКТИВНЫЕ ДЕТАЛИ ОБМОТОК И ИХ ИЗОЛЯЦИЯ

Основным элементом всех обмоток трансформаторов является виток (см. § 2.1). В зависимости от тока нагрузки виток может быть выполнен одним проводом круглого сечения, или проводом прямоугольного сечения, или, при достаточно больших токах, группой параллельных проводов круглого или, чаще, прямоугольного сечения. На рис. 5.1, *а—е* представлены различные варианты поперечных

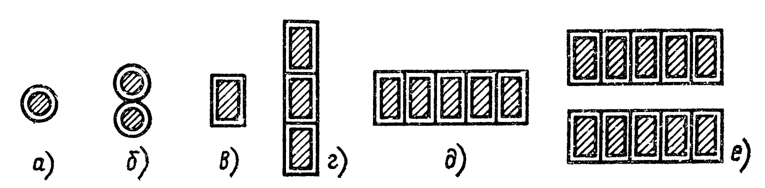


Рис. 5.1. Формы сечения витка обмотки при различном числе параллельных проводов

сечений одного витка обмотки при различных токах нагрузки. Эти варианты не являются исчерпывающими.

Ряд витков, намотанных на цилиндрической поверхности, называется слоем. В некоторых типах обмоток слой может состоять из нескольких десятков или сотен витков, в других — из нескольких витковх или даже из одного витка.

Отдельные витки обмотки группируются в катушки. Катушкой называется группа последовательно соединенных витков обмотки, конструктивно объединенная и отделенная от других таких же групп или от других обмоток трансформатора. Обмотка стержня может состоять из одной, двух или многих катушек. Катушка может состоять из ряда слоев или только из одного слоя витков. Число витков в катушке может быть различным — как целым, так и дробным, однако должно быть больше единицы. На рис. 5.2 представлены поперечные сечения нескольких различных типов катушек.

Для обеспечения надлежащей электрической прочности обмотки между ее витками, катушками, а также между обмоткой и другими частями трансформатора должны быть выдержаны определенные изоляционные расстояния, зависящие от рабочего напряжения и гарантирующие обмотку

от пробоя изоляции как при рабочем напряжении, так и при возможных перенапряжениях. В этих промежутках могут быть установлены изоляционные конструкции или детали из твердого диэлектрика либо промежутки могут быть заполнены только твердым диэлектриком — кабельной бумагой, электроизоляционным картоном и т. д. или только изолирующей средой — маслом, воздухом и т. д.

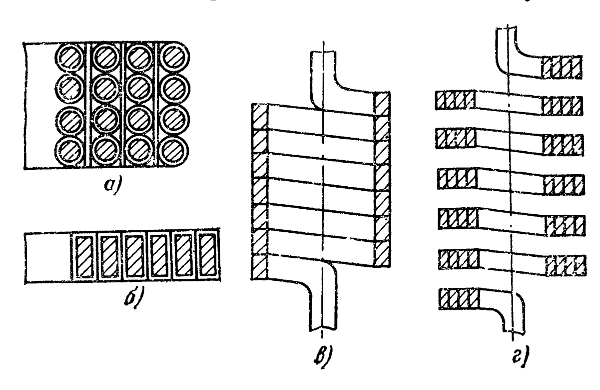


Рис. 5.2. Различные типы катушек:

а — катушка из шестнадцати витков; *б* — катушка из шести витков; *в* — катушка из семи витков; *г* — катушка из шести витков (четыре параллельных провода)

Для нормального охлаждения между обмоткой и другими частями трансформатора, между катушками, в некоторых конструкциях и между витками делают масляные или воздушные охлаждающие каналы. В одних случаях охлаждающие каналы обеспечивают одновременно и надежную изоляцию обмотки, в других — для усиления изоляции применяются специальные изоляционные детали — простые и угловые шайбы, изоляционные цилиндры, перегородки и т. д.

Во всех типах обмоток принято различать осевое и радиальное направления. Осевым считается направление, параллельное оси стержня трансформатора, на котором устанавливается данная обмотка. Радиальным считается направление любого радиуса окружности обмотки. В силовых трансформаторах с вертикальным расположением стержней осевое направление совпадает с вертикальным, а радиальное — с горизонтальным. В этом смысле принято говорить также об осевых и радиальных — вертикальных и горизонтальных — каналах обмоток.

По направлению намотки подобно резьбе винта различают обмотки правые и левые (рис. 5.3). Однослойные обмотки, имеющие в одном слое более одного витка (рис. 5.3, *а*), остаются левыми или правыми в зависимости от того, как они намотаны, но независимо от того, какой конец — верхний или нижний — считается входным. В обмотках, состоящих из нескольких таких слоев, с перехода-

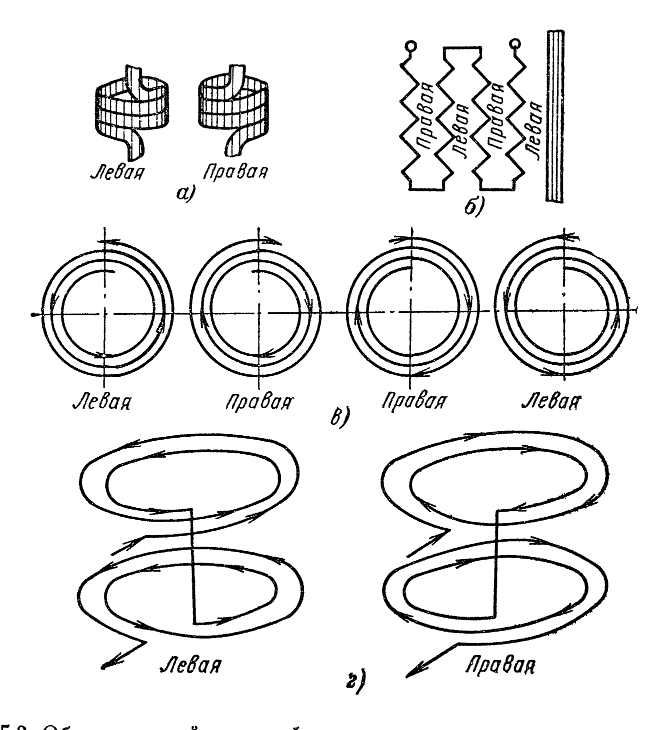


Рис. 5.3. Обмотки левой и правой намоток:

а — цилиндрическая однослойная; *б* — цилиндрическая многослойная; *в* — одинарные катушки катушечной обмотки; *г* — двойные катушки катушечной обмотки

ми из слоя в слой (рис. 5.3, *б*) направление намотки слоев будет чередоваться. Если первый (внутренний) слой левый, то все другие нечетные слои также будут левыми, а все четные — правыми. Для таких обмоток за начало при определении направления намотки обычно принимается начало первого (внутреннего) слоя и направление намотки всей обмотки считается по направлению намотки этого слоя.

Отдельные катушки, имеющие форму плоской спирали, будут условно считаться правыми или левыми в зависимости от того, какой конец — внутренний или наружный — считать входным, а также от того, с какой стороны на них смотреть. Нетрудно убедиться, что такая катушка «левой» намотки, изображенная на рис. 5.3, *в*, станет «правой», если ее повернуть к наблюдателю другой стороной. Если по технологическим соображениям обмотка составляется из таких отдельно наматываемых одинаковых катушек, то одного указания «правая» или «левая» обмотка недостаточно. В этом случае во избежание ошибок указания по направлению обмотки лучше всего давать в виде эскиза. Обычно такие катушки применяются парами (двойная катушка). При этом входными и выходными являются наружные концы, а переход из катушки в катушку производится внутри катушек (рис. 5.3, *г*) и направление намотки является определенным и независимым от точки наблюдения. Обмотка, составленная из любого числа последовательно соединенных двойных катушек одинаковой намотки, будет иметь то же направление намотки, что и отдельные двойные катушки. Это положение остается справедливым для непрерывных катушечных обмоток, где каждые две соседние катушки могут рассматриваться как одна двойная катушка, а также для многослойных цилиндрических катушечных обмоток, где входным обычно считают наружный слой катушки.

Правильный выбор направления намотки имеет существенное значение для получения заданной группы соединения обмоток, а в однофазных трансформаторах — также для правильного соединения частей обмоток, расположенных на разных стержнях. Большинство обмоток трансформаторов обычно выполняется левой намоткой, более удобной для обмотчика, работающего в основном правой рукой.

Обмотки масляных и сухих трансформаторов изготовляются из медных и алюминиевых обмоточных проводов, а также из медной и алюминиевой ленты или фольги. Медные и алюминиевые провода могут иметь эмалевую, хлопчатобумажную или бумажную изоляцию класса нагревостойкости А, а провода, предназначенные для обмоток сухих трансформаторов, могут также иметь изоляцию более высоких классов нагревостойкости из стекловолокна, кремнийорганического лака и т. д. Собственная изоляция провода обычно обеспечивает достаточную электрическую прочность изоляции между соседними витками.

Таблица 5.1. Номинальные размеры сечения и изоляция круглого медного и алюминиевого обмоточного провода марок ПБ и АПБ с толщиной изоляции на две стороны 2 δ = 0,30 (0,40) мм

Диаметр, мм	Сечение, мм²	Увеличение массы, %	Диаметр, мм	Сечение, мм²	Увеличение массы, %	Диаметр, мм	Сечение, мм²	Увеличение массы, %
Марка ПБ—медь			2,00	3,14	3,0	4,00	12,55	1,5
			2,12	3,53	3,0	4,10	13,2	1,5
1,18	1,094	6,0	2,24	3,94	3,0	4,25	14,2	1,5
1,25	1,23	5,5	2,36	4,375	2,5	4,50	15,9	1,5
Марка ПБ—медь Марка АПБ—алюминий			2,50	4,91	2,5	4,75	17,7	1,5
			2,65	5,515	2,5	5,00	19,63	1,5
			2,80	6,16	2,5	5,20	21,22	1,5
1,32	1,37	5,0	3,00	7,07	2,5	Марка АПБ—алюминий		
1,40	1,51	5,0	3,15	7,795	2,0			
1,50	1,77	4,5	3,35	8,81	2,0			
1,60	2,015	4,0	3,55	9,895	2,0	5,30	22,06	1,5
1,70	2,27	4,0	3,75	11,05	1,5	6,00	28,26	1,5
1,80	2,545	3,5				8,00	50,24	1,0
1,90	2,805	3,5						

Примечания: 1. Провод марок ПБ и АПБ всех диаметров выпускается с изоляцией на две стороны толщиной 2δ = 0,30 (0,40); 0,72 (0,82); 0,96 (1,06) и 1,20 (1,35) мм; провод диаметром от 2,24 мм и выше — также с изоляцией 1,68 (1,83) и 1,92 (2,07), а провод диаметром от 3,75 мм и выше — также с изоляцией 2,88 (3,08); 4,08 (4,33) и 5,76 (6,11) мм.

2. Без скобок указана номинальная толщина изоляции. Размеры катушек считать по толщине изоляции, указанной в скобках.

3. Увеличение массы провода за счет изоляции дано для медного провода. Для алюминиевого провода марки АПБ данные таблицы по увеличению массы умножить на 3,3.

4. Увеличение массы провода марок ПБ и АПБ с усиленной изоляцией принимать по табл. 5 4 с учетом прим. 3 к табл. 5 1.

5. Провод марок ПСД и ПСДК выпускается в пределах диаметров от 1,18 до 5,0 мм и провод марок АПСД и АПСДК — от 1,32 до 5,0 мм.

6. Толщина изоляции провода марок ПСД, ПСДК, АПСД и АПСДК при диаметрах до 2,12 мм 2δ = 0,29 мм (в расчете принимать 0,30 мм), при диаметрах от 2,24 до 5,0 мм 2δ = 0,35÷0,38 мм (в расчете принимать 0,40 мм).

7. Для провода марок ПСД и ПСДК данные таблицы по увеличению массы умножить на 1,75 для диаметров от 1,18 до 2,12 мм и на 2,1 для диаметров от 2,24 мм и выше. Для алюминиевого провода марок АПСД и АПСДК учитывать прим. 3.

Таблица 5.2. **Номинальные размеры и сечения медного и**
b — в мм, сечения — в мм²)
Медный провод марки ПБ — все размеры таблицы, за исключением
Алюминиевый провод марки АПБ — все размеры таблицы вправо и

b \ a	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,12	2,24	2,36	2,50	2,65
3,75	5,04	—	5,79	—	6,39	—	7,14	—	8,04	—	8,83	—
4,00	5,39	5,79	6,19	6,44	6,84	7,24	7,64	8,12	8,60	8,89	9,45	10,1
4,25	5,74	—	6,59	—	7,29	—	8,14	—	9,16	—	10,1	—
4,50	6,09	6,54	6,99	7,29	7,74	8,19	8,64	9,18	9,72	10,1	10,7	11,4
4,75	6,44	—	7,39	—	8,19	—	9,14	—	10,3	—	11,3	—
5,00	6,79	7,29	7,79	8,14	8,64	9,14	9,64	10,2	10,8	11,3	12,0	12,7
5,30	7,21	—	8,27	—	9,18	—	10,2	—	11,5	—	12,7	—
5,60	7,63	8,19	8,75	9,16	9,72	10,3	10,8	11,5	12,2	12,7	13,5	14,3
6,00	8,19	—	9,39	—	10,4	—	11,6	—	13,1	—	14,5	—
6,30	8,61	9,24	9,87	10,4	11,0	11,6	12,2	13,0	13,8	14,3	15,2	16,2
6,70	9,17	—	10,5	—	11,7	—	13,0	—	14,7	—	16,2	—
7,10	9,73	10,4	11,2	11,7	12,4	13,1	13,8	14,7	15,5	16,2	17,2	18,3
7,50	10,3	—	11,8	—	13,1	—	14,6	—	16,4	—	18,2	—
8,00	11,0	11,8	12,6	13,2	14,0	14,8	15,6	16,6	17,6	18,3	19,5	20,7
8,50	11,7	—	13,4	—	14,9	—	16,6	—	18,7	—	20,7	—
9,00	12,4	13,3	14,2	14,9	15,8	16,7	17,6	18,7	19,8	20,7	22,0	23,3
9,50	13,1	—	15,0	—	16,7	—	18,6	—	20,9	—	23,2	—
10,00	13,8	14,8	15,8	16,6	17,6	18,6	19,6	20,8	22,0	23,1	24,5	26,0
10,60	14,6	—	16,8	—	18,7	—	20,8	—	23,4	—	26,0	—
11,20	15,5	16,6	17,7	18,7	19,8	20,9	22,0	23,4	24,7	25,9	27,5	29,1
11,80	—	—	18,7	—	20,9	—	23,2	—	26,1	—	29,0	—
12,50	—	18,5	19,8	20,9	22,1	23,4	24,6	26,1	27,6	29,0	30,7	32,6
13,20	—	—	—	—	23,4	—	26,0	—	29,2	—	32,5	—
14,00	—	—	—	—	24,8	26,2	27,6	29,3	31,0	32,5	34,5	36,6
15,00	—	—	—	—	—	—	29,6	—	33,2	—	37,0	—
16,00	—	—	—	—	—	—	31,6	33,6	35,5	37,2	39,5	41,9
17,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
18,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечания: 1. Провод марок ПБ и АПБ выпускается с толщиной изо 1,35 (1,50), 1,68 (1,83) и 1,92 (2,07) мм.

2. Вне скобок указана номинальная толщина изоляции. Размеры катушек

3. Медный провод марки ПБУ выпускается с размерами проволоки по 2δ=1,35 (1,45), 2,00 (2,20), 2,48 (2,63), 2,96 (3,16), 3,60 (3,80), 4,08 (4,28) и

Медный и алюминиевый обмоточный провод марок ПБ и АПБ, изолированный лентами кабельной бумаги класса нагревостойкости А (105 °С), выпускается в соответствии с ГОСТ 16512-80. Медный провод круглого сечения марки ПБ имеет диаметры проволоки от 1,18 до 5,20 мм с номинальной толщиной изоляции на две стороны от 0,30 до 5,76 мм при площади поперечного сечения от 1,094 до 21,22 мм². Сортамент медного круглого провода приведен в табл. 5.1.

алюминиевого обмоточного провода марок ПБ и АПБ (размеры a и

проводов с размером b 17 и 18 мм
вверх от жирной черты

2,80	3,00	3,15	3,35	3,55	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60	a/b
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3,75
10,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4,00
11,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4,25
12,1	13,0	13,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4,50
12,8	—	14,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4,75
13,5	11,5	15,2	16,2	17,2	—	—	—	—	—	—	—	—	5,00
14,3	—	16,2	—	18,3	—	—	—	—	—	—	—	—	5,30
15,1	16,3	17,1	18,2	19,3	20,1	21,5	—	—	—	—	—	—	5,60
16,3	—	18,4	—	20,8	—	23,1	—	—	—	—	—	—	6,00
17,1	18,4	19,3	20,6	21,8	22,8	24,3	25,9	27,5	—	—	—	—	6,30
18,2	—	20,6	—	23,2	—	25,9	—	29,3	—	—	—	—	6,70
19,3	20,8	21,8	23,2	24,7	25,8	27,5	29,3	31,1	32,9	34,6	—	—	7,10
20,5	—	23,1	—	26,1	—	29,1	—	32,9	—	36,6	—	—	7,50
21,9	23,5	24,7	26,3	27,9	29,1	31,1	33,1	35,1	37,1	39,2	41,5	43,9	8,00
23,3	—	26,2	—	29,6	—	33,1	—	37,4	—	41,6	—	46,7	8,50
24,7	26,5	27,8	29,6	31,4	32,9	35,1	37,4	39,6	41,9	44,1	46,8	49,5	9,00
26,1	—	29,4	—	33,2	—	37,1	—	41,9	—	46,6	—	52,1	9,50
27,5	29,5	31,0	33,0	35,0	36,6	39,1	41,6	44,1	46,6	49,1	52,1	55,1	10,00
29,1	—	32,8	—	37,1	—	41,5	—	46,8	—	52,1	—	58,5	10,60
30,8	33,1	34,7	37,0	39,2	41,4	43,9	46,7	49,5	52,3	55,1	58,5	61,9	11,20
32,5	—	36,6	—	41,3	—	46,3	—	52,2	—	58,1	—	65,2	11,80
34,5	37,0	38,8	41,3	43,8	46,0	49,1	52,3	55,4	58,5	61,6	65,4	69,1	12,50
36,4	—	41,0	—	46,3	—	51,9	—	58,5	—	65,1	—	73,1	13,20
38,7	41,5	43,6	46,4	49,2	52,0	55,1	58,6	62,1	65,6	69,1	73,3	77,5	14,00
41,5	—	46,7	—	52,7	—	59,1	—	66,6	—	74,1	—	83,1	15,00
44,3	47,5	49,9	53,1	56,3	59,1	63,1	67,1	71,1	75,1	79,1	83,9	88,7	16,00
47,2	—	53,2	—	59,4	—	67,1	—	75,6	—	84,1	—	94,3	17,00
—	53,1	55,8	59,4	63,0	66,6	71,1	75,6	80,1	84,6	89,1	94,5	99,9	18,00

ляции на две стороны 2δ=0,45(0,50), 0,55 (0,62), 0,72(0,82), 0,96(1,06), 1,20(1,35),

считать по толщине изоляции, указанной в скобках.
стороне a от 1,8 до 5,6 мм и по стороне b от 6,7 до 18 мм с изоляцией толщиной 4.40 (4,65) мм.

Алюминиевый провод круглого сечения марки АПБ с проволокой диаметрами от 1,32 до 8,0 мм и площадью сечения от 1,37 до 50,24 мм² выпускается с той же толщиной изоляции, что и медный провод (табл. 5.1).

Медный провод прямоугольного сечения марки ПБ, используемый в силовых трансформаторах, имеет размеры поперечного сечения проволоки — меньший от 1,4 до 5,60 и больший от 3,75 до 16,0 мм при площади сечения от 5,04

до 83,1 мм² и толщине изоляции от 0,45 до 1,92 мм. В трансформаторах классов напряжения от 220 кВ и выше применяется также медный провод марки ПБУ, изолированный лентами кабельной высоковольтной уплотненной бумаги с номинальной толщиной изоляции на две стороны от 1,35 до 4,40 мм. Размеры поперечного сечения проволоки в проводах ПБУ — меньший от 1,80 до 5,60 и больший от 6,70 до 16,0 мм. Сортамент медного прямоугольного провода приведен в табл. 5.2.

Алюминиевый провод прямоугольного сечения марки АПБ имеет размеры поперечного сечения проволоки — меньший от 1,80 до 5,60 мм и больший от 3,75 до 18,0 мм при площади поперечного сечения от 6,39 до 99,9 мм² и номинальной толщине изоляции на две стороны такой же, как и у медного провода (табл. 5.2).

В сухих трансформаторах может применяться провод тех же марок, что и в масляных. Однако при необходимости получения пожаробезопасной установки, а также при расчете обмоток на работу при повышенной температуре обычно применяют провода других марок с изоляцией повышенной нагревостойкости по ГОСТ 7019-80. К этим маркам относятся: медный провод марки ПСД с изоляцией из стеклянных нитей, наложенных двумя слоями, с подклейкой и пропиткой нагревостойким лаком или компаундом класса нагревостойкости F (155 °C) и марки ПСДК с такой же стеклянной изоляцией, но с подклейкой и пропиткой кремнийорганическим лаком класса нагревостойкости H

Таблица 5.3. **Номинальные размеры и сечения прямоугольного размеры) (размеры a и b — в мм, сечения — в мм²)**

b \ a	1,40	1,60	1,80	2,00	2,24	2,50
4,00	5,39	6,19	6,84	7,64	8,60	9,45
4,50	6,09	6,99	7,74	8,64	9,72	10,7
5,00	6,79	7,79	8,64	9,64	10,80	12,0
5,60	7,63	8,75	9,72	10,80	12,20	13,5
6,30	8,61	9,87	10,40	12,20	13,80	15,2
7,10	9,73	11,20	12,40	13,80	15,50	17,2
8,00	11,00	12,60	14,00	15,60	17,60	19,5
9,00	12,40	14,20	15,80	17,60	19,80	22,0
10,00	13,80	15,80	16,60	19,60	22,00	24,5
11,20	—	—	—	—	24,70	27,5
12,50	—	—	—	—	27,60	—

Примечание. Номинальная удвоенная толщина изоляции $2\delta=0,27$ ÷ для проводов с размером $b \geq 6,30$ мм — $2\delta=0,50$ мм.

(180 °C). Эти провода выпускаются как круглого поперечного сечения в сортаменте по табл. 5.1, так и прямоугольного сечения в сортаменте табл. 5.3 с номинальной толщиной изоляции на две стороны от 0,27 до 0,48 мм.

Алюминиевый провод марок АПСД и АПСДК с круглым и прямоугольным поперечным сечением выпускается с такой же изоляцией, как и медный, в пределах сортамента алюминиевого провода по табл. 5.1 и 5.3.

Медные и алюминиевые провода имеют различную цену. Так, если среднюю цену 1 кг медного провода прямоугольного сечения марки ПБ принять за 100 %, то цена 1 кг алюминиевого провода марки АПБ с такой же изоляцией составит в среднем 85, медного провода марки ПСД—110 и алюминиевого провода марки АПСД—150 %.

Электрическая прочность изоляции обмоточного провода, являющейся в большинстве обмоток трансформаторов витковой изоляцией, в значительной мере определяет надежность продольной изоляции обмоток. Для обеспечения достаточной прочности изоляции провода существенное значение имеет отделка поверхности проволоки, из которой изготовлен провод, — отсутствие на ней неровностей и заусенцев, а также равномерное наложение лент кабельной бумаги. Плотное наложение бумажной изоляции провода гарантирует получение реальных размеров обмоток, близких к расчетным. В расчетные формулы при расчете трансформатора обычно входит масса металла провода обмотки без изоляции, но количество провода при заказе и сто-

медного обмоточного провода марок ПСД и ПСДК (предпочтительные

2,80	3,15	3,55	4,00	4,50	5,00	5,60	a / b
10,7	—	—	—	—	—	—	4,00
12,1	13,6	—	—	—	—	—	4,50
13,5	15,2	17,2	—	—	—	—	5,00
15,1	17,1	19,3	21,5	—	—	—	5,60
17,1	19,3	21,8	24,3	27,5	—	—	6,30
19,3	21,8	24,7	27,5	31,1	34,6	—	7,10
21,9	24,7	27,9	31,1	35,1	39,2	43,9	8,00
24,7	27,8	31,4	35,1	39,6	44,1	—	9,00
27,5	31,0	35,0	39,1	44,1	49,1	—	10,00
30,8	34,7	39,2	43,9	49,5	55,1	—	11,20
—	—	—	—	—	—	—	12,50

÷0,48 мм В расчете принимать для проводов с размером $b \leqslant 5{,}60$ мм $2\delta = 0{,}45$ мм;

Таблица 5.4. Ориентировочное увеличение в процентах массы медного провода марки ПБ и алюминиевого марки АПБ (см. прим. 1) за счет изоляции

Диаметр провода, мм	При толщине изоляции 2δ, мм				
	0,72	1,20	1,92	4,08	5,76
1,18	18	35	—	—	—
1,40	14	27	—	—	—
1,60	12	23	—	—	—
1,80	10	19	—	—	—
2,00	9	17	—	—	—
2,12	8,5	16	—	—	—
2,50	7,5	12,5	22	—	—
3,00	6	10	18	—	—
3,55	5	9	14	—	—
4,00	4,5	8	12	34	54
4,50	4	7	11	28	46
5,20	4	6	10	24	38

Примечания: 1. Для алюминиевого провода марки АПБ данные таблицы умножить на 3,3.

2. Для промежуточных значений диаметра провода и толщины изоляции можно пользоваться линейной интерполяцией.

Таблица 5.5. Ориентировочное увеличение массы прямоугольного медного провода в процентах за счет изоляции для марки ПБ и алюминиевого марки АПБ (см. прим. 3) при номинальной толщине изоляции на две стороны 2 δ=0,45 мм

b, мм \ *a*, мм	1,40—1,80	1,90—2,65	2,80—3,75	4,00—7,00
3,75—7,50	3,5	3	2,5	2,0
8,0—18,0	2,5	2	2,0	1,5

Примечания: 1. При другой толщине изоляции данные из таблицы умножать при 2δ=0,96 мм на 2,5; при 2δ=1,35 мм на 3,5; при 2δ=1,92 мм на 5,0.

2. Для провода марок ПСД и ПСДК данные из таблицы умножать при 2δ=0.45 мм на 1,7; при 2δ=0,50 мм на 2,0

3. Для алюминиевого провода данные, полученные из таблицы или с учетом прим. 1 и 2, умножать на $\gamma_М/\gamma_А=3{,}3$.

имость провода должны рассчитываться с учетом изоляции. Для определения массы изолированного провода обычно увеличивают массу металла обмотки в соответствии с данным табл. 5.1, 5.4 и 5.5. Это увеличение массы зависит от толщины изоляции провода, материала изоляции и плотности металла обмотки.

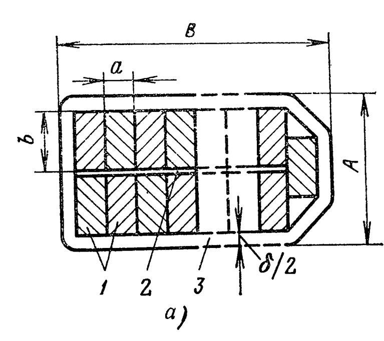


Рис. 5.4. Транспонированный провод:

а — поперечное сечение провода (*1* — параллельные проводники с эмалевой изоляцией; *2* — прокладка из кабельной бумаги; *3* — общая изоляция из кабельной бумаги); *б* — пример схемы транспозиции семи проводников

В современных трансформаторах больших мощностей (от 160 000 до 630 000 кВ·А) номинальный ток, даже в обмотках высшего напряжения 110 и 220 кВ, достигает 1000—3000 А и сечение витка таких обмоток, а тем более обмоток низшего напряжения этих и трансформаторов меньших мощностей составляется из сечений многих параллельных медных проводов с одинаковыми размерами и площадью поперечного сечения. Поскольку изоляция между параллельными проводами одного витка требуется минимальная, а изоляция между соседними витками может быть обеспечена общей изоляцией всех проводов витка, возникла идея создания комбинированного провода, состоящего из нескольких параллельных медных проводников, имеющих тонкую эмалевую изоляцию на каждом проводе и общую изоляцию из кабельной бумаги на всех параллельных проводах (рис. 5.4).

Для выравнивания полных сопротивлений параллельных проводников и равномерного распределения тока между ними эти проводники неоднократно транспонируются по длине провода, т. е. меняются местами, например по схеме, показанной на рис. 5.4, *б* для семи проводников. Расстояние между двумя транспозициями (на рис. 5.4, *б* между двумя соседними расположениями проводников) по длине провода составляет для проводов различного сечения от 40 до 250 мм. Провода такого типа называются транспонированными.

Провода, заказ на которые не требует предварительного согласова-

Таблица 5.6. **Число элементарных проводников в**

Меньшая сторона сечения a, мм	Большая сторона сечения					
	3,75	4,50	4,75	5,00	5,30	5,60
2,00	—	11—21	11—23	11—23	11—25	11—27
2,24	23	11—19	11—19	11—21	11—23	11—23
2,50	—	—	9—19	9—21	9—19	9—21
2,80	—	—	—	9—17	9—17	9—19
3,15	—	—	—	—	—	7—15

ния с поставщиком, имеют следующие данные. Число элементарных проводников в таком проводе должно быть нечетным и составляет обычно от 7 до 31 проводника. Провод медный прямоугольного сечения эмалированный высокопрочный марки ПЭМП. Размеры проводников — меньшая сторона от 2,00 до 3,15 мм; большая сторона от 3,75 до 8,00 мм. Между двумя рядами элементарных проводников прокладывается лента кабельной бумаги толщиной 0,24 мм (2×0,12 мм). Общая изоляция провода марки ПТБ состоит из кабельной обычной или многослойной бумаги и марки ПТБУ из кабельной высоковольтной бумаги.

Число элементарных проводников с одинаковыми размерами и сечением в транспонированном проводе показано в табл. 5.6. Общее сечение провода может быть получено путем суммирования сечений элементарных проводников, взятых из табл. 5.2.

Удвоенная номинальная толщина общей изоляции провода может быть равной для провода марки ПТБ $2\delta=0{,}72$ (0,82); 0,96 (1,06); 1,36 (1,51) и 1,92 (2,07); для провода марки ПТБУ $2\delta=2{,}00$ (2,10); 2,48 (2,63); 2,96 (3,11) и 3,60 (3,80). При этом в скобках указана максимальная удвоенная толщина изоляции $2\delta_{max}$.

Размеры A и B, мм, провода можно ориентировочно определить по формулам

$$A = 2b + 2\delta_{эм} + \delta_{прокл} + 2\delta_{max} + \delta_{техн}, \tag{5.1}$$

где b — размер неизолированного проводника по рис. 5.4, a, мм; $2\delta_{эм}$ — удвоенная толщина эмалевой изоляции проводника ($2\delta_{эм}=0{,}2$ мм); $\delta_{прокл}$ — толщина прокладки ($\delta_{прокл}=0{,}24$ мм); $2\delta_{max}$ — максимальная удвоенная толщина изоляции провода, мм; $\delta_{техн}$ — возможное увеличение размера по технологическим причинам. Можно принять для провода марки ПТБ $\delta_{техн}=1{,}7$ мм при размере провода $a=2{,}00\div2{,}44$ мм и 2,00 мм при размере $a=2{,}50\div3{,}15$ мм. Для провода марки ПТБУ $\delta_{техн}=1{,}7$ мм при размере $a=2{,}00\div2{,}50$ мм; 2,05 мм при размере $a=2{,}80$ мм и 2,20 мм при размере $a=3{,}15$ мм;

$$B = 1{,}05\left[\frac{(a+0{,}1)(n+1)}{2} + 2\delta\right], \tag{5.2}$$

транспонированных проводах

проводника без изоляции b, мм						
6,00	6,30	6,70	7,10	7,50	8,00	8,50
11—29	11—29	11—31	11—33	11—33	—	—
11—25	11—27	11—29	11—31	11—31	11—35	—
9—23	9—23	9—25	9—29	9—29	9—31	9—33
9—21	9—21	9—23	9—23	9—25	9—27	9—29
7—17	7—19	7—19	7—21	7—23	—	—

где a — размер неизолированного проводника по рис. 5.4, a, мм; n — число проводников в проводе.

Применение транспонированных проводов позволяет уменьшить объем и массу металла обмоток, упростить процесс намотки обмоток и уменьшить добавочные потери в обмотках.

В трансформаторах мощностью от 25 до 1000 кВ·А в качестве обмоточного материала для обмоток низшего напряжения при напряжениях до 690 В находит применение неизолированная алюминиевая лента по ГОСТ 13726-78. В качестве изоляции между витками служит полоса кабельной бумаги, вматываемой при намотке обмотки. В силовых трансформаторах реально может быть использована отожженная лента толщиной от 0,25 до 3,0 мм и шириной от 40 до 1000 мм. Предельные отклонения по толщине ленты от —20 до —5 %. В стандарте не установлены требования к удельному электрическому сопротивлению ленты, и этот параметр должен оговариваться при заказе ленты.

В качестве проводникового материала для обмоток высшего напряжения силовых трансформаторов не исключено применение неизолированной алюминиевой фольги, изготавливаемой по ГОСТ 618—73. Поскольку эта фольга не предусмотрена как обмоточный материал для трансформаторов, к ней не предъявляется требование определенного удельного электрического сопротивления. Поэтому некоторые партии фольги с повышенным удельным сопротивлением не могут применяться для изготовления обмоток. Также может оказаться необходимой отбраковка ленты, прокатанной с предельным отклонением от номинала до —15 %.

Одним из важнейших требований, предъявляемых к обмоточному проводу, является требование определенного удельного электрического сопротивления. Для всех круглых и прямоугольных медных проводов, включенных в

табл. 5.1—5.3, согласно стандартам это сопротивление при 20 °С для отрезка проволоки длиной 1 м с сечением 1 мм^2 должно быть не более 0,01724 Ом. Для алюминиевого прямоугольного провода по табл. 5.2 и для круглого провода диаметром 1,80 мм и более по табл. 5.1 это сопротивление должно быть не более 0,0280 Ом, а для круглого диаметром от 1,35 до 1,70 мм — не более 0,0283 Ом.

В сравнительно редких случаях, например во входных катушках обмоток на 110—500 кВ, может применяться добавочная изоляция витков путем обмотки их лентой из кабельной бумаги или лакоткани.

Между витками, состоящими из нескольких параллельных проводов, в обмотках некоторых типов могут быть сделаны радиальные (горизонтальные) каналы, основное назначение которых состоит в том, чтобы обеспечить свободный доступ масла или воздуха для надлежащего охлаждения всех параллельных проводов витка. Эти каналы обеспечивают также надежную, с большим запасом изоляцию между витками.

В обмотках, состоящих из нескольких слоев круглого или прямоугольного провода, собственная изоляция витков может оказаться недостаточной, и возникает необходимость введения добавочной изоляции между слоями, тем большей, чем больше суммарное рабочее (а следовательно, и испытательное) напряжение двух соседних слоев. Междуслойная изоляция может осуществляться прокладкой между слоями витков обмотки полос кабельной или телефонной бумаги, электроизоляционного картона или оставлением между слоями осевого масляного или воздушного канала, обеспечивающего как достаточную изоляцию, так и свободный доступ к обмотке охлаждающего масла, или воздуха, или другого теплоносителя. Различные виды междуслойной изоляции показаны на рис. 5.5.

При разделении обмотки на катушки возникает необходимость в надлежащей междукатушечной изоляции. Эта изоляция для катушек, расположенных в осевом направлении обмотки, как это видно из рис. 5.6, *б—г*, требуется то у наружного, то у внутреннего края катушки. Обычно изоляция между катушками выполняется в виде радиальных или осевых каналов, служащих для лучшего охлаждения обмотки.

В трансформаторах мощностью на один стержень до 110 кВ·А, в которых вопрос охлаждения обмотки еще не играет существенной роли, оказывается возможным вооб-

ще не делать радиальных междукатушечных каналов. В обмотках трансформаторов от 1000 до 6300 кВ·А с потерями короткого замыкания по ГОСТ 11920-85 часто бывает возможно заменить шайбами половину масляных каналов. Такая замена вследствие малой толщины шайб (1—2 мм) по сравнению с масляными каналами (4—6 мм) позволяет

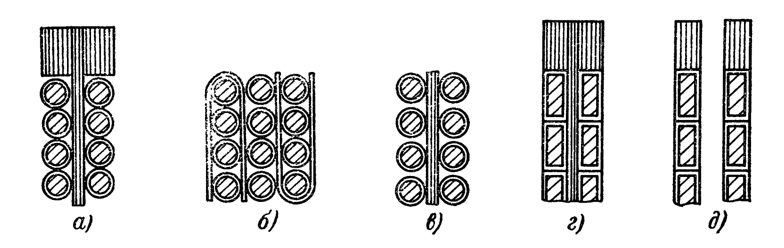


Рис. 5.5. Междуслойная изоляция

а — кабельная бумага, *б* — кабельная или телефонная бумага; *в* и *г* — картон электроизоляционный; *г* — масляный канал

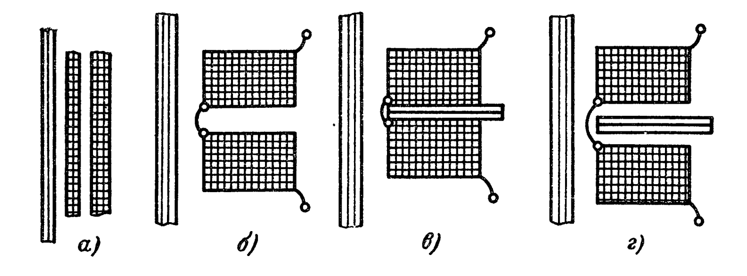


Рис. 5.6. Различные виды междукатушечной изоляции:

а — осевой канал; *б* — радиальный канал; *в* — шайбы; *г* — радиальный канал и шайбы

получить некоторую экономию места по высоте (осевому размеру) обмотки (рис. 5.6, *в*).

Наружный диаметр междукатушечных шайб принимается обычно больше наружного диаметра катушки, для того чтобы удлинить путь возможного разряда по поверхности между катушками. Сделать такой же выступ шайбы внутрь обмотки не представляется возможным ввиду того, что при отсутствии внутреннего осевого канала обмотка наматывается непосредственно на цилиндр, а при наличии канала выступ шайбы будет закрывать канал и тем самым сводить к нулю его охлаждающее действие.

Изоляция между обмотками, а также обмоток от магнитной системы при рабочем напряжении не выше 35 кВ может быть осуществлена путем применения изоляционных цилиндров (рис. 5.7, *а*). Высота (осевой размер) цилиндра в этом случае делается больше высоты обмотки, чем удлиняется возможный путь разряда по поверхности между обмотками. В трансформаторах с рабочим напряжением 110

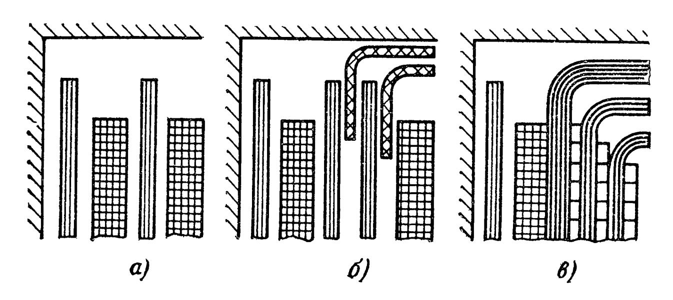


Рис. 5.7. Изоляция между обмотками и обмоток от магнитной системы:
а — изоляция при помощи жестких цилиндров; *б* — комбинация цилиндров и угловых шайб; *в* — отбортованные цилиндры из кабельной бумаги

и 220 кВ и более для изоляции обмоток ВН обычно применяется комбинация изоляционных цилиндров с угловыми шайбами (рис. 5.7, *б*).

Изоляционные цилиндры применяются или жесткие бумажно-бакелитовые, или так называемые мягкие, составленные из намотанных один на другой листов электроизоляционного картона. Угловые шайбы также могут быть жесткими — бумажно-бакелитовыми, или прессованными из электроизоляционного картона, или мягкими, свернутыми из полос картона. Для мягких цилиндров и угловых шайб в трансформаторах классов напряжения 110 кВ и более рекомендуется применять мягкий электроизоляционный картон марки А по ГОСТ 4194-83 с плотностью 900—1000 кг/м^3.

Некоторые иностранные фирмы выполняют главную изоляцию обмоток классов напряжения 110 кВ и выше из кабельной бумаги. На внутреннюю обмотку НН наматывается большое число слоев кабельной бумаги с шириной полотна большей, чем высота обмотки НН, и общей толщиной до 40 мм и более. Затем наматывается многослойная цилиндрическая обмотка ВН из прямоугольного провода с междуслойной изоляцией также из кабельной бумаги. Осе-

вые масляные каналы делаются только для охлаждения внутренних слоев обмотки. После окончания намотки части цилиндров, образованных слоями кабельной бумаги, выступающие за длину обмотки, отбортовываются вручную, т. е. разрываются по образующим цилиндра на полоски шириной 40—50 мм, которые затем отгибаются под углом 90° в радиальном направлении, образуя плоские шайбы, перпендикулярные оси обмотки (рис. 5.7, *в*).

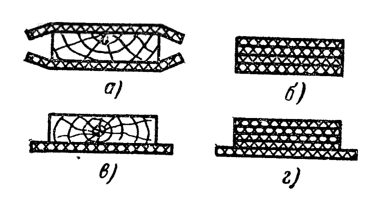


Рис. 5.8. Различные формы поперечного сечения реек

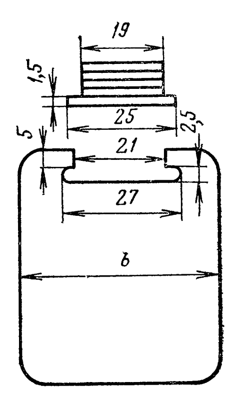


Рис. 5.9. Форма поперечного сечения реек и междукатушечных прокладок

Для образования в обмотках и между обмотками и изоляционными цилиндрами осевых каналов чаще всего применяются рейки, склеенные бакелитовым или другим лаком из полос электроизоляционного картона или изготовленные из дерева твердой породы, например белого или красного бука. При намотке рейки укладываются по образующим цилиндра и плотно прижимаются проводами к цилиндру или ранее намотанной катушке. Толщина рейки при этом определяет ширину (радиальный размер) осевого канала (рис. 5.8).

Рейки формы, показанной на рис. 5.8, *а* и *б*, применяются для образования осевых каналов в обмотках, не имеющих радиальных каналов. Рейки формы по рис. 5.8, *в* и *г* применяются в обмотках с радиальными каналами вместе с прокладками по форме рис. 5.9. Деревянные рейки используются в обмотках класса напряжения не выше 10 кВ (испытательное напряжение 35 кВ). Полоски электроизоляционного картона, прикрепленные к деревянным рейкам (рис. 5.8, *а*), служат для защиты изоляции обмотки от по-

вреждений при нажиме ребром рейки при забивании рейки в обмотку.

Радиальные (горизонтальные) каналы между катушками или между витками в обмотках с большим числом параллельных проводов обычно образуются междукатушечными прокладками, выштампованными из электроизоляционного картона (рис. 5.9). Каждая междукатушечная или междувитковая прокладка набирается из нескольких пластин толщиной от 0,5—3 мм до нужной толщины, соответствующей осевому размеру радиального канала. При наличии картона большей толщины можно штамповать прокладки и вырезать рейки из листов картона толщиной, соответствующей осевому или радиальному размеру канала.

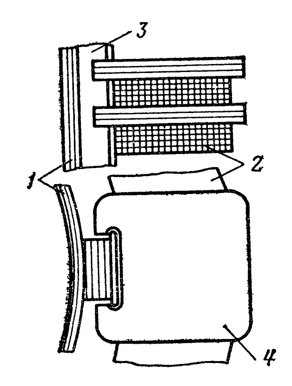


Рис. 5.10. Расположение реек и междукатушечных прокладок:

1 — цилиндр; *2* — катушки; *3*—рейки; *4* — междукатушечные прокладки

Рис. 5.11. Обмотка с замковыми прокладками без реек

Для того чтобы связать рейки с междукатушечными прокладками, в картонных прокладках проштамповываются просечки по рис. 5.9. Этими просечками междукатушечные прокладки надеваются на крайнюю широкую полосу рейки (рис. 5.10) при намотке на станке или сборке обмотки на стержне.

В обмотках некоторых типов, например в чередующихся, или в обмотках, наматываемых отдельными катушками, применение реек иногда оказывается неудобным. В этом случае применяются так называемые замковые междукатушечные прокладки. Одна из конструкций замковой прокладки изображена на рис. 5.11. Осевой канал между об-

моткой и цилиндром в этом случае образуется специальными прокладками со сквозной просечкой (деталь *1* на рис. 5.11). Эти прокладки *1* и прокладки, образующие междукатушечные радиальные каналы *2*, прошиваются полоской картона *3*, отгибаемой в междукатушечный канал.

Ввиду того, что стандартные толщины листов электроизоляционного картона кратны 0,5 мм, расчетные толщины прокладок (и размеры каналов) должны быть также кратны 0,5 мм. Это соображение относится также к рейкам, склеенным из полосок картона. Для упрощения намотки обмотки желательно размеры всех радиальных и осевых каналов выбирать кратными одному из значений стандартной толщины картона (0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5 и 3,0 мм). Существенное усложнение в комплектование реек и прокладок перед намоткой обмотки вносит набор прокладок из картона разной толщины (например, канал 5,5 мм = 2×2 мм + 1,5 мм) или чередование каналов 5 = 2 + 2 + 1 мм и 6 = 3 + 3 мм.

После установки обмоток и сборки отводов активная часть трансформатора обычно подвергается сушке под вакуумом при температуре около 100 °С. В результате сушки междукатушечные прокладки и шайбы дают усадку, по толщине достигающую 4—6 %. При расчете всех типов обмоток, имеющих радиальные каналы или шайбы, следует учитывать, что действительный суммарный осевой размер междукатушечной (междувитковой) изоляции после сушки и опрессовки обмоток будет меньше расчетного размера на значение усадки.

Число реек по окружности для трансформаторов до 630 кВ·А выбирают обычно исходя из условий удобства намотки, для более мощных трансформаторов — из условий механической прочности. Для ориентировки при выборе числа реек могут служить следующие данные для трансформаторов мощностью:

До 100 кВ·А	6 реек
От 100 до 630 кВ·А	8 реек
От 1000 до 1600 кВ·А	8—12 реек
От 2500 до 10 000 кВ·А	12—16 реек
От 16 000 до 63 000 кВ·А	16—24 реек

В трансформаторах от 10 000 кВ·А и выше число реек должно быть таким, чтобы расстояние между их осями по среднему витку внешней обмотки было равно 150—180 мм. Ширина *b* прокладок обычно принимается равной от 40 до

60 мм, длина (см. рис. 5.9) определяется радиальным размером обмотки.

Все обмотки трансформаторов по характеру намотки можно подразделить на следующие основные типы: 1) цилиндрические; 2) винтовые; 3) катушечные.

Эти типы обмоток в свою очередь могут подразделяться по ряду второстепенных признаков: числу слоев или ходов, наличию параллельных ветвей, наличию транспозиций и т. д.

5.3. ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ ОБМОТКИ ИЗ ПРЯМОУГОЛЬНОГО ПРОВОДА

Простой цилиндрической называется обмотка, сечение витка которой состоит из сечений одного или нескольких параллельных проводов, а витки и все их параллельные провода расположены в один ряд без интервалов на цилиндрической поверхности в ее осевом направлении.

Обмотка, состоящая из двух или большего числа концентрически расположенных простых цилиндрических обмоток (слоев), называется двухслойной или многослойной цилиндрической обмоткой (рис. 5.12).

Любая цилиндрическая обмотка может быть намотана из круглого или прямоугольного провода, однако обмотки с одним—тремя слоями для силовых трансформаторов в большинстве случаев выполняются из прямоугольного провода. На рис. 5.13 показана однослойная цилиндрическая параллельная обмотка из трех параллельных прямоугольных проводов с семью витками и с высотой витка $h_в$. Ввиду того что намотка витков ведется по винтовой линии и начала первого витка слоя и его последнего витка оказываются на одной образующей цилиндра, общая высота обмотки l определяется высотой не семи витков, а на один больше. Это правило справедливо для всех цилиндрических обмоток. Для выравнивания торцовых поверхностей обмотки к верхнему и нижнему виткам каждого слоя прикрепляется опорное разрезное кольцо, вырезанное из бумажно-бакелитового цилиндра (рис. 5.14). Крепление такого кольца к обмотке осуществляется путем подвязки хлопчатобумажной лентой. Концы ленты, охватывающей кольцо, пропускаются между несколькими крайними витками обмоток.

При таком закреплении концов ленты, естественно, несколько увеличивается осевой размер обмотки. Кроме то-

го, приходится считаться с возможностью некоторого увеличения осевого размера вследствие неплотности намотки провода и возможных отклонений действительной толщины изоляции от расчетной. В сумме все возможные отклонения действительного осевого размера для обмоток с осевым размером от 0,2 до 1,0 м обычно составляют от 5 до 15 мм.

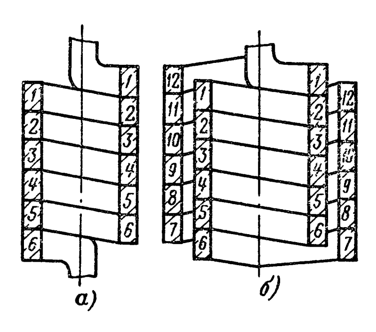


Рис. 5.12. Цилиндрическая обмотка:
а — простая из шести витков; *б* — двухслойная из двенадцати витков

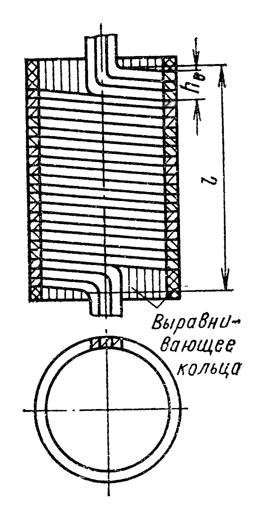


Рис. 5.13. Цилиндрическая обмотка из семи витков

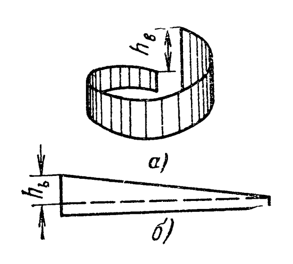


Рис. 5.14. Опорное кольцо обмотки:
а — разрезное кольцо из бумажно-бакелитового цилиндра; *б* — плоская развертка опорного кольца

Поэтому при расчете осевого размера такой обмотки расчетную сумму высот проводов принимают на 5—15 мм меньше заданного осевого размера l. В этом случае, когда в процессе намотки обнаруживается, что запас по высоте 5—15 мм оказывается частично или полностью излишним, в обмотку для заполнения высоты параллельно с проводом вматываются полоски электроизоляционного картона. Таким образом делается «разгон» обмотки так, чтобы общий осевой размер l был непременно выдержан. Полоски кар-

тона при этом наматываются на ребро и для удобства намотки снабжаются треугольными просечками (рис. 5.15).

В некоторых случаях, когда сортамент прямоугольного провода не позволяет получить плотного заполнения высоты обмотки проводами витков, может быть применен разгон более чем на 15 мм.

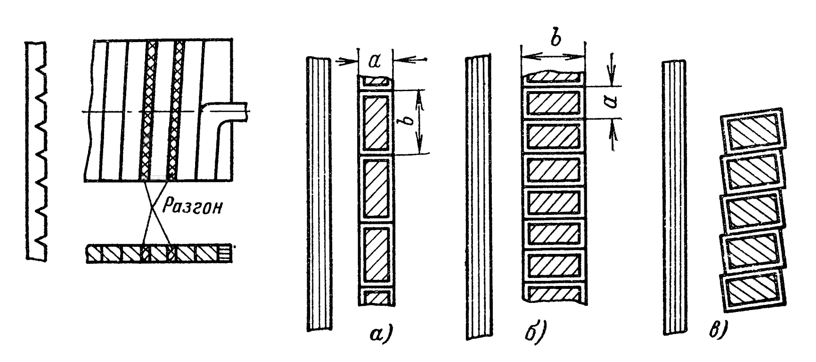


Рис. 5.15. Цилиндрическая обмотка с разгоном по высоте

Рис. 5.16. Способы намотки:

а — намотка плашмя; *б* — намотка на ребро; *в* — неправильная намотка на ребро

Намотка провода может производиться плашмя (рис. 5.16, *а*) или на ребро (рис. 5.16, *б*). В первом случае больший размер провода b располагается в осевом направлении, во втором — в радиальном. Намотка на ребро несколько труднее намотки плашмя, потому что привод пружинит и стремится повернуться вокруг оси так, как это показано на рис. 5.16, *в*. Кроме того, при намотке на ребро увеличиваются добавочные потери в обмотке, поэтому рекомендуется избегать намотки на ребро, а в случае применения ее употреблять провод с соотношением сторон поперечного сечения $1,3<b/a<3$.

Цилиндрическая обмотка может быть намотана из нескольких параллельных проводов с одинаковой площадью и одинаковыми размерами поперечного сечения.

В трехфазных трансформаторах мощностью 25—630 кВ·А цилиндрическая обмотка чаще всего наматывается в два слоя. При мощности 10—16 кВ·А иногда удается выполнить обмотку в один слой. Сравнительно редко применяется обмотка в три слоя. Во всех случаях для обеспечения нормального охлаждения каждый слой такой обмотки должен хотя бы с одной стороны омываться маслом.

Критерием для определения числа поверхностей слоя, омываемых маслом, служит плотность теплового потока на охлаждаемой поверхности слоя *q*, Вт/м^2, т. е. потери в обмотке, отнесенные к единице площади поверхности. Вопрос о числе поверхностей слоя (одна или две), охлаждаемых маслом, решается в зависимости от материала обмотки (медь или алюминий), плотности тока в обмотке и радиального размера провода согласно с указаниями § 5.7. Плотность теплового потока в обмотках этого типа обычно не превышает 800—1000 Вт/м^2 при медном проводе и 600—800 Вт/м^2 при алюминиевом.

При выполнении обмотки в два слоя витки обоих слоев соединяются, как правило, последовательно. При их параллельном соединении активные и реактивные сопротивления этих слоев различаются и токи нагрузки в них не будут одинаковыми, что вызовет увеличение потерь в обмотке. Такое соединение не приведет к увеличению потерь, если выполнить транспозицию витков между солями.

При последовательном соединении слоев общее число витков обмотки может быть как четным, так и нечетным. В обоих случаях число витков каждого слоя делается равным половине числа витков всей обмотки. При общем нечетном числе витков число витков каждого слоя получается дробным, кратным половине витка. В этом случае переход из одного слоя в другой располагается со сдвигом 180° по окружности обмотки по отношению к расположению начала и конца обмотки. Полное число витков обмотки одного стержня всегда должно быть целым числом.

В двухслойной обмотке с последовательным соединением слоев напряжение между двумя крайними витками двух слоев, т. е. между началом и концом обмотки, равно полному напряжению обмотки одного стержня. Изоляция между такими витками, а значит, и изоляция между слоями обмотки должна быть рассчитана по полному напряжению обмотки одного стержня. При рабочих напряжениях до 1 кВ эта изоляция легко осуществляется масляным каналом шириной 4—8 мм или цилиндрической прокладкой между слоями из электроизоляционного картона. При рабочих напряжениях обмотки 3 и 6 кВ необходим масляный канал с барьером из двух слоев электроизоляционного картона общей толщиной 2 мм. Масляный канал между слоями образуется при помощи реек (см. рис. 5.8, *а* или *б*). При напряжениях более высоких, чем 6 кВ, вследствие усложнения междуслойной изоляции двухслойная цилиндри-

ческая обмотка в трансформаторах мощностью 25—630 кВ·А обычно не применяется.

Механическая стойкость цилиндрической обмотки, представляющей в сечении каждого слоя, как это видно из рис. 5.13, высокую колонку с относительно малым поперечным размером и относительно неплотной намоткой, при осевых силах, возникающих при коротких замыканиях, невелика. Вследствие этого применение одно- и двухслойных цилиндрических обмоток ограничивается обычно трансформаторами мощностью не более 630 кВ·А. Также по соображениям механической прочности ограничивается и применение большого числа параллельных проводов. С увеличением числа параллельных проводов увеличивается высота витка, измеренная в осевом напряжении, а вместе с тем и угол наклона провода к плоскости поперечного сечения обмотки, что при значительных осевых силах, возникающих при коротких замыканиях, может привести к «сползанию» витков. Обычно по этим соображениям не рекомендуется брать число параллельных проводов более четырех—шести при намотке плашмя и шести—восьми при намотке на ребро.

Предельный ток в обмотке одного стержня, на который может быть рассчитана такая обмотка при максимально возможном числе параллельных проводов, ограничивается сечением применяемого прямоугольного провода и обычно принимаемой плотностью тока $J=2{,}3\cdot10^6\div3{,}5\cdot10^6$ А/м^2— для медных и $J=1{,}5\cdot10^6\div2{,}5\cdot10^6$ А/м^2 — для алюминиевых обмоток. Такие обмотки применяются для токов в обмотке одного стержня не свыше 800 А из медного провода и не свыше 600—650 А из алюминиевого провода.

В производстве при намотке на обмоточном станке двухслойная цилиндрическая обмотка является более простой и дешевой, чем винтовая или непрерывная катушечная, но существенно уступает по этим показателям многослойной цилиндрической обмотке, наматываемой из алюминиевой или медной ленты.

Цилиндрическая обмотка из прямоугольного провода может применяться при сечении витка не менее 5,04 мм^2, равном минимальному сечению медного прямоугольного провода по сортаменту, что при наименьшей плотности тока в медном проводе соответствует нижнему пределу рабочего тока обмотки 15—18 А и в алюминиевом проводе с минимальным сечением 6,39 мм^2 10—13 А.

В соответствии со всеми приведенными соображениями

одно- и двухслойная цилиндрическая обмотка из прямоугольного провода с успехом широко применяется как обмотка НН трех- и однофазных масляных силовых трансформаторов с мощностью на один стержень $S' \leqslant 250$ кВ·А при напряжении обмотки не выше 6 кВ. Этот тип обмотки может также применяться в качестве обмотки ВН при напряжении в пределах до 6 кВ.

В силовых трансформаторах мощностью от 1000 кВ·А и выше все более широкое распространение получает многослойная цилиндрическая обмотка из провода прямоугольного сечения с последовательным соединением слоев (рис. 5.17). Этот тип обмотки отличается от простой цилиндриче-

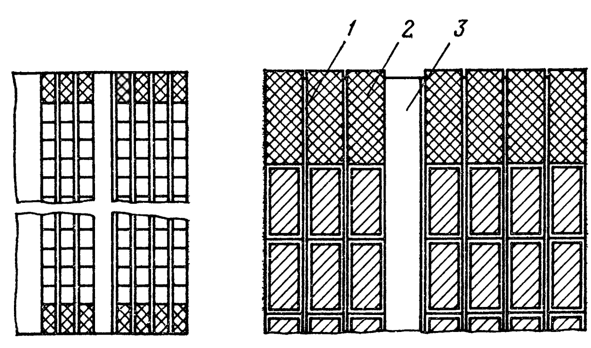


Рис. 5.17. Многослойная цилиндрическая обмотка из прямоугольного провода:

1 — междуслойная изоляция из кабельной бумаги; 2 — бумажно-бакелитовое опорное кольцо; 3 — рейка, образующая охлаждающий канал

ской обмотки числом слоев, и замечания, сделанные ранее относительно числа параллельных проводов и их размещения в слое, относительно опорных колец, разгона витков и др., в основном остаются справедливыми и для каждого слоя многослойной обмотки. Так же как и в простой, в многослойной цилиндрической обмотке все параллельные провода должны иметь одинаковые размеры и площадь поперечного сечения.

В этой обмотке не применяется намотка на ребро, поскольку добавочные потери возрастают пропорционально второй степени числа слоев и четвертой степени радиального размера провода.

Направление намотки слоев многослойной обмотки различно. Все нечетные слои, считая изнутри, имеют одно

направление намотки, обычно левое, все четные — другое, обычно правое. Напряжение между первым витком какого-либо слоя и последним витком следующего слоя равно сумме рабочих напряжений двух слоев и при рабочем напряжении обмотки 35 кВ может достигать 5000—6000 В. В качестве междуслойной изоляции обычно применяется кабельная бумага, намотанная в несколько слоев. Для предотвращения разряда между соседними слоями ширина полосы кабельной бумаги должна быть больше высоты обмотки на 20—50 мм. Междуслойную изоляцию можно принять по табл. 4.7. Каждый слой обмотки внизу и вверху должен иметь опорные кольца, вырезанные из бумажно-бакелитового цилиндра (см. рис. 5.14, *а*). Эти кольца прикрепляются к крайним виткам соответствующего слоя обмотки хлопчатобумажной лентой. Для получения достаточной поверхности охлаждения в этих обмотках предусматриваются один или два осевых канала между слоями. Ширина каждого канала около 1/100 высоты обмотки. Критерием для выбора числа каналов служит плотность теплового потока (потерь в обмотке) на охлаждаемой поверхности. С учетом перепада температуры при движении тепла внутри обмотки плотность теплового потока на ее поверхности рекомендуется допускать не более 1200—1400 Вт/м^2.

Многослойная цилиндрическая обмотка из прямоугольного провода находит применение в качестве обмоток ВН и НН трансформаторов мощностью от 630 до 40 000—80 000 кВ·А классов напряжения 10 и 35 кВ. Ее широкое распространение определяется возможностью обеспечить более плотное заполнение окна магнитной системы, использовать более эффективную теплоотдачу от обмотки к маслу в вертикальных каналах по сравнению с горизонтальными каналами и получить более технологичную конструкцию по сравнению с обмотками других типов. Эта обмотка при воздействии импульсных перенапряжений также имеет более высокую электрическую прочность по сравнению с катушечными обмотками.

Для защиты от грозовых перенапряжений многослойная цилиндрическая обмотка при классе напряжения 35 кВ может быть дополнительно защищена электрическим экраном. Экран — незамкнутый цилиндр из немагнитного металла толщиной 0,2—0,5 мм — располагается под внутренним слоем по всей высоте обмотки и электрически соединяется с ее линейным концом (см. § 4.5).

Особое значение для многослойных цилиндрических обмоток из прямоугольного провода, предназначенных для трансформаторов мощностью от 630 до 80 000 кВ·А, имеет обеспечение достаточной механической прочности этих обмоток при коротком замыкании трансформатора. Это достигается плотной намоткой каждого слоя обмотки с механическим осевым поджимом. Рекомендуется после намотки и сушки опрессовать обмотку на прессе с силой, близкой к расчетной осевой силе при коротком замыкании. Обмотки, намотанные и обработанные по такой технологии, обычно хорошо выдерживают полное короткое замыкание трансформатора. Увеличение механической прочности может дать вакуумная пропитка обмотки лаком после намотки и сушки с последующим запеканием лака. Некоторые иностранные фирмы применяют также склеивание витков каждого слоя и слоев между собой специальной пастой, наносимой при намотке обмотки.

Многослойная цилиндрическая обмотка может быть намотана также из неизолированной алюминиевой или

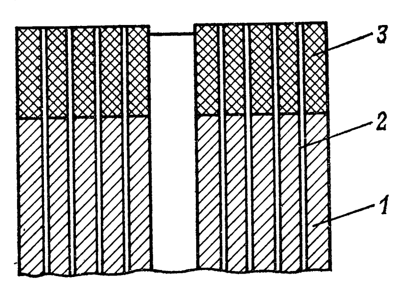


Рис. 5.18. Многослойная цилиндрическая обмотка НН из алюминиевой ленты:

1 — алюминиевая лента; *2* — междуслойная (междувитковая) изоляция из кабельной бумаги; *3*—бортик из электроизоляционного картона

медной ленты. Этот тип обмотки находит применение в трансформаторах мощностью до 1000 кВ·А при классе напряжения не выше 1 кВ. Каждый слой обмотки состоит из одного витка, высота которого (ширина ленты) равна высоте обмотки. Изоляция между витками образуется одним-двумя слоями кабельной бумаги, ширина полосы которой на 16—24 мм больше ширины ленты. Для образования жесткой торцовой опорной изоляции на краях полосы бумаги приклеивается бортик — полоска электроизоляционного картона с толщиной, равной толщине ленты, и шириной от 8 до 12 мм (рис. 5.18).

Этот тип обмотки из более дешевого проводникового материала, с меньшим количеством изоляционных материалов, чем другие типы обмоток, дает более высокий коэф-

фициент заполнения окна магнитной системы активным материалом и значительно проще и дешевле в изготовлении на станке.

Обмотки этого типа, намотанные из алюминиевой ленты, обладают высокой теплопроводностью в осевом и радиальном направлениях, что приводит к более равномерному распределению температуры по высоте и ширине обмотки и снижению температуры наиболее нагретой точки обмотки по сравнению с обмотками, намотанными из изолированного провода. Медная лента в трансформаторах мощностью до 1000 кВ·А обычно не применяется.

Обмоточный станок, предназначенный для намотки обмоток этого типа, должен быть оборудован устройствами для установки рулона ленты, рулона кабельной бумаги, рулончиков узкой полосы картона для бортиков, а также устройством для сварки начала и конца ленты с алюминиевыми шинами отводов. При продольной резке ленты стандартной ширины для получения ленты с шириной, равной высоте витка (обмотки), не должно быть заусенцев, которые могут нарушить междувитковую изоляцию. Заусенцы должны быть тщательно удалены.

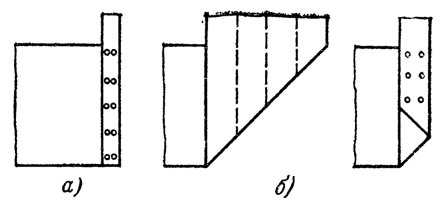
Существенным недостатком обмотки, намотанной из алюминиевой ленты, является ее меньшая механическая прочность при воздействии радиальных сил при коротком замыкании трансформатора по сравнению с обмотками, намотанными из изолированного провода. Под воздействием этих сил обмотка может потерять механическую стойкость (см. § 7.3). В целях достижения необходимой механической стойкости обмотку этого типа рекомендуется наматывать из отожженной алюминиевой ленты по ГОСТ 13726-78, изготовляемой из алюминия марок А6 или А5 с химическим составом по ГОСТ 11069-74.

Обмотки ВН классов напряжения 6, 10 и 35 кВ трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А имеют не менее 200 витков и не могут быть намотаны в виде одной катушки с высотой витка, равной высоте всей обмотки. Материалом такой обмотки может служить уже не лента, а фольга — материал с толщиной не более 0,2 мм.

Отводы от обмотки НН, намотанной из алюминиевой ленты, могут быть выполнены в виде шин, надежно привариваемых к торцам ленты (рис. 5.19, *а*). При более тонкой фольге отводы от обмотки ВН можно выполнить с меньшей надежностью, например с отгибом конца ленты фольги по рис. 5.19, *б*.

Рис. 5.19. Образование отвода от обмотки из ленты или фольги:

а — алюминиевая шина, прикрепленная точечной сваркой; *б* — образование отвода путем отворота ленты (фольги)



Необходимость разделения обмотки ВН на катушки, соединяемые при помощи пайки, и трудность крепления отводов к катушкам из фольги с толщиной 0,1—0,2 мм приводят к тому, что часто предпочитают обмотку НН выполнить из ленты, а обмотку ВН из провода.

5.4. МНОГОСЛОЙНЫЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ ОБМОТКИ ИЗ КРУГЛОГО ПРОВОДА

В трансформаторах мощностью от 25 до 630 кВ·А нашли широкое применение многослойные цилиндрические обмотки из круглого медного или алюминиевого провода

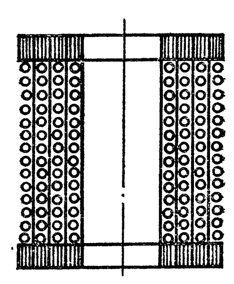


Рис. 5.20. Многослойная цилиндрическая обмотка из круглого провода

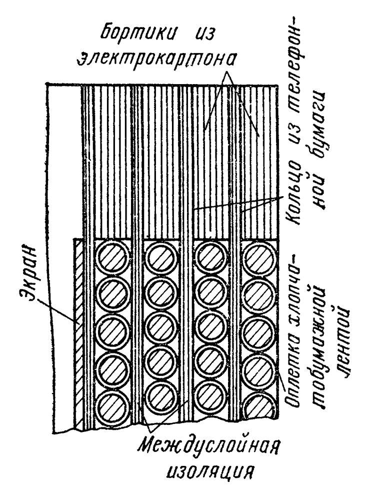


Рис. 5.21. Изоляция в торцовой части многослойной цилиндрической обмотки из круглого провода

в качестве обмоток ВН при напряжениях от 3 до 35 кВ и обмоток НН при напряжениях от 3 до 10 кВ (рис. 5.20).

В многослойной цилиндрической обмотке с последовательным соединением слоев вследствие значительного числа витков в слое между соседними витками, лежащими в

разных слоях, могут возникнуть значительные напряжения. Так, между первым витком какого-либо слоя и рядом лежащим последним витком последующего слоя при нормальной работе трансформатора возникает рабочее, а при испытании индуктированным напряжением — испытательное напряжение двух слоев обмотки. В трансформаторах мощностью до 630 кВ·А при классе напряжения от 3 до 35 кВ суммарное рабочее напряжение двух слоев может достигнуть 5000—6000 В, а испытательное 10 000—12 000 В. Собственная изоляция провода в этих условиях оказывается недостаточной, и для обеспечения электрической прочности обмотки приходится применять дополнительную изоляцию между слоями. В качестве такой междуслойной изоляции с успехом применяется кабельная бумага, положенная в несколько слоев (рис. 5.21). Применение меньшего числа слоев более толстого электроизоляционного картона не оправдывает себя, так как картон менее эластичен, чем кабельная бумага, и при намотке сильно натянутого провода при не совсем гладкой поверхности обмотки иногда дает местные изломы, что в дальнейшем приводит к пробою междуслойной изоляции.

Для предохранения обмотки от разряда между соседними или вообще различными слоями по ее торцовой поверхности высота междуслойной изоляции делается обычно большей, чем высота слоя обмотки, на 20—50 мм (на две стороны), благодаря чему искусственно увеличивается длина пути возможного разряда. Для выравнивания высоты слоя обмотки с высотой междуслойной изоляции и создания твердой опорной поверхности обмотки к каждому слою обмотки прикрепляются так называемые бортики, т. е. свернутые в кольцо полоски электроизоляционного картона толщиной, равной толщине слоя. При намотке обмотки эти бортики предварительно приклеиваются к более широким (40—50 мм) полоскам телефонной бумаги (толщиной 0,05 мм), а затем эти полоски укладываются на междуслойную изоляцию и прижимаются крайними витками следующего слоя.

Витки, лежащие во внутренних слоях многослойной цилиндрической обмотки, не имеют непосредственного соприкосновения с охлаждающей средой — маслом или воздухом. Тепло, выделяющееся в этих витках, должно проходить в радиальном направлении через толщу слоев проводов и междуслойной изоляции, отделяющих эти слои от охлаждающего канала. При прохождении теплового

потока через толщу обмотки возникает внутренний перепад температуры тем больший, чем больше число слоев обмотки и толщина междуслойной изоляции, и достигающий в отдельных случаях 10—12 °С.

Для уменьшения этого перепада температуры стараются увеличить общую поверхность охлаждения и уменьшить радиальный размер обмотки. Этого можно достигнуть, разделив всю обмотку на две катушки с осевым каналом меж-

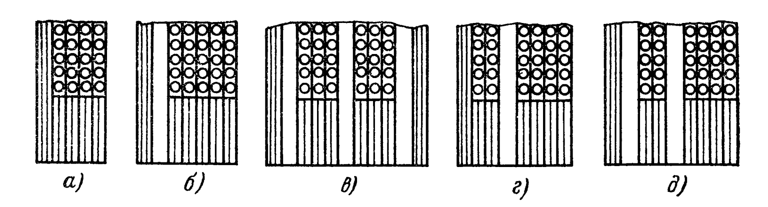


Рис. 5.22. Различные варианты выполнения многослойной цилиндрической обмотки:

а — обмотка ВН на цилиндре; *б* — обмотка ВН на рейках; *в* — обмотка НН; *г* — обмотка ВН на цилиндре с каналом; *д* — обмотка ВН на рейках с каналом

ду ними. В обмотках НН, располагаемых между стержнем и обмоткой ВН, такой охлаждающий канал делит обмотку на две катушки с одинаковым числом слоев (рис. 5.22, *в*). В обмотках ВН, у которых внешняя поверхность свободно обтекается маслом и охлаждается лучше, чем внутренние поверхности, число слоев внутренней катушки составляет от $1/3$ до $2/5$ общего числа слоев. Расположение обмотки на цилиндре для различных вариантов может быть выполнено по рис. 5.22, *а, б, г, д*. С учетом этого перепада температуры рекомендуется ограничивать перепад на охлаждаемой поверхности обмотки и допускать плотность теплового потока не более 800—1000 Вт/м^2.

Уменьшению внутреннего перепада температуры способствует также пропитка обмотки лаком. Главной целью пропитки является склеивание витков обмотки между собой и с междуслойной изоляцией, чем создается повышение механической прочности обмотки при коротких замыканиях трансформатора. Электрическая прочность внутренней изоляции обмотки от пропитки лаком не повышается, а в рассматриваемых многослойных цилиндрических обмотках, пропитываемых обычно простым погружением в лак с выдержкой в лаке без вакуумирования, даже нес-

колько понижается. Понижение электрической прочности внутренней изоляции обмотки в этом случае объясняется пузырьками воздуха, остающимися главным образом между листами междуслойной изоляции. Для более полного удаления воздуха из обмотки рекомендуется производить пропитку лаком под вакуумом.

Многослойная цилиндрическая обмотка может быть намотана одним круглым проводом, а также, редко, двумя параллельными круглыми проводами. Ввиду того что все параллельные провода каждого витка располагаются у такой обмотки в одном и том же слое и, следовательно, сцеплены практически с одной и той же частью потока рассеяния, обмотка этого типа при последовательном соединении слоев не требует транспозиции параллельных проводов.

Пределы применения обмотки этого типа по току определяются сортаментом круглого медного обмоточного провода от наименьшего сечения 0,1134 мм^2 при диаметре 0,38 мм до двух параллельных проводов наибольшего диаметра 5,20 мм и сечения $2 \times 21{,}22 = 42{,}44$ мм^2. Это соответствует максимально возможному току обмотки одного стержня до 40—60 А при одном проводе и до 80—120 А при двух параллельных проводах в медных обмотках.

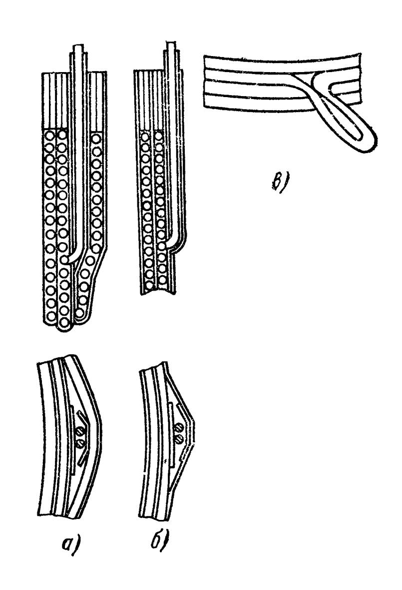
Круглый алюминиевый провод применяется диаметрами от 1,32 до 8 мм и сечениями от 1,37 до 50,24 мм^2, что соответствует максимально возможному току обмотки 120—130 А, поскольку обмотки из провода диаметром 6—8 мм наматываются только в один провод.

Так же как и в других цилиндрических обмотках, высота каждого слоя (осевой размер обмотки) определяется числом витков в слое, увеличенным на единицу.

В случае применения многослойной цилиндрической обмотки в качестве обмотки ВН витки, служащие для регулирования напряжения, располагаются в наружном слое обмотки или при большом числе слоев в двух наружных слоях. Регулировочные ответвления часто делаются путем вывода петли обмоточного провода без обрыва его (рис. 5.23, *в*). Эти ответвления выводятся к верхней торцовой части обмотки и укладываются под верхний слой витков по образующей или под хлопчатобумажную киперную ленту, которой обмотка обматывается по наружной цилиндрической поверхности для повышения механической прочности (рис. 5.23, *а* и *б*). Для изоляции ответвления от слоев обмотки, между которыми оно проходит, обычно применяют-

Рис. 5.23. Расположение регулировочных ответвлений в многослойной цилиндрической обмотке:

а — под верхним слоем витков; *б* — под бандажом из киперной ленты; *в* — выполнение ответвления



ся полоски электроизоляционного картона толщиной 0,5 и шириной 20—30 мм.

Витки, отключаемые при регулировании напряжения на каждой ступени, должны быть разделены на две равные группы, расположенные в верхней и нижней половинах слоя симметрично относительно середины высоты обмотки. Такое расположение уменьшает осевые силы, действующие на всю обмотку, и силы, действующие на отдельные витки внешнего слоя при коротком замыкании трансформатора. По условиям механической прочности применение многослойной обмотки из круглого провода ограничивается трансформаторами мощностью не более 630 кВ·А.

Междуслойная изоляция рассчитывается по суммарному рабочему напряжению двух слоев обмотки. Обмотки с рабочим напряжением до 11—15 кВ оказываются при этом достаточно прочными и при воздействии на них импульсных перенапряжений. В обмотках с рабочим напряжением 35 кВ для сглаживания неравномерного распределения напряжений при импульсах хорошие результаты дает размещение под внутренним слоем обмотки металлического немагнитного экрана (рис. 5.21) — медного, латунного или алюминиевого листа толщиной 0,4—0,5 мм, свернутого в виде разрезанного цилиндра. Разрез шириной 30—40 мм по образующей цилиндра делается во избежание образования из цилиндра короткозамкнутого витка. Высота экрана принимается обычно равной высоте обмотки l. Экран изолируется от первого (внутреннего) слоя обмотки междуслойной изоляцией из кабельной бумаги. Такая же изоляция укладывается под экран.

При наличии экрана ввод линейного конца делается к

внутреннему слою обмотки и экран электрически соединяется с началом обмотки. В обмотках напряжением 35 кВ, имеющих экран, отпадает необходимость усиления изоляции входных витков (или слоев).

Во избежание пробоя витковой изоляции вследствие подъема напряжения у нейтрали при воздействии на обмотку импульсного перенапряжения усиливается изоляция последних четырех-пяти витков на каждой ступени регулирования напряжения.

В производстве многослойная цилиндрическая обмотка из круглого провода для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А является более простой и дешевой по сравнению с применяемой иногда непрерывной катушечной обмоткой, поскольку позволяет вести намотку непрерывным проводом без перекладки витков и точной укладки их в катушки, с частотой вращения оправки, на которой наматывается обмотка, до 100—200 об/мин.

Кроме простоты намотки этот тип представляет большие удобства в выполнении регулировочных ответвлений. При выполнении изоляционного цилиндра между обмотками ВН и НН в виде «мягкого» цилиндра, намотанного из рольного электроизоляционного картона или кабельной бумаги, обмотки ВН и НН на один стержень трансформатора могут быть изготовлены в обмоточном цехе в виде готового комплекта, что в значительной мере облегчает установку обмоток на стержень и упрощает сборку трансформатора.

Многослойной цилиндрической катушечной обмоткой называется обмотка, составленная из ряда отдельных, расположенных в осевом направлении катушек, представляющих собой многослойные цилиндрические обмотки.

Многослойная цилиндрическая катушечная обмотка, как правило, выполняется из одного круглого провода без применения параллельных проводов. Для удобства сборки такая обмот-

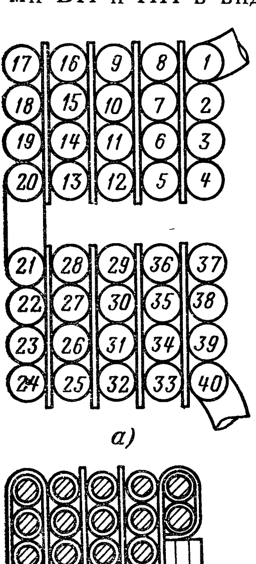


Рис. 5.24. Двойная (*а*) и одинарная (*б*) катушки. Междуслойная изоляция картон (*а*) и кабельная бумага (*б*)

ка обычно выполняется в виде спаренных катушек, из которых одна наматывается правой, а другая левой намоткой. Применение различного направления намотки в соседних катушках позволяет производить их последовательное соединение, соединяя вместе одноименные, например внутренние, концы. При этом начало и конец каждой такой пары катушек будут находиться на наружной поверхности обмотки. Такие две последовательно соединенные катушки правой и левой намоток, имеющих начало и конец на наружной поверхности, комплектно изготовленные, носят название двойной катушки (рис. 5.24, *а*). Каждая из двух одинарных простых катушек, входящих в двойную, может отличаться от другой катушки не только направлением намотки, но и числом витков, изоляцией витковой и междуслойной, а в отдельных случаях даже сечением провода. Применение в многослойной цилиндрической катушечной обмотке двойных катушек обусловливает обязательное четное число одинарных катушек на стержне трансформатора.

5.5. ВИНТОВЫЕ ОБМОТКИ

Одноходовой винтовой обмоткой трансформатора называется обмотка, витки которой следуют один за другим в осевом направлении по винтовой линии, а сечение каждого витка образовано сечениями нескольких параллельных проводов прямоугольного сечения, расположенными в один ряд в радиальном направлении обмотки (рис. 5.25, *а*). Обычно витки обмотки разделяются радиальными масляными или воздушными охлаждающими каналами. В некоторых обмотках эти каналы могут быть сделаны через два витка. Винтовая одноходовая обмотка может быть намотана и без радиальных каналов с плотным прилеганием витка к витку.

Обмотка, состоящая из двух (или более) одноходовых обмоток, взаимно расположенных подобно ходам резьбы двухходобого (многоходового) винта, называется двухходовой (многоходовой) винтовой обмоткой. Сечение витка при этом образуется общим поперечным сечением проводов всех ходов. Эта обмотка также может быть выполнена с радиальными каналами между всеми витками и внутри витков между образующими их ходами, или с каналами только между витками и без каналов внутри витков, или совсем без радиальных каналов с плотным прилеганием всех ходов.

Винтовая обмотка выполняется только из прямоугольного провода. При этом все параллельные провода этой обмотки обязательно должны иметь равные не только площади, но и размеры поперечного сечения. При несоблюдении этого правила становится невозможным уравнивание

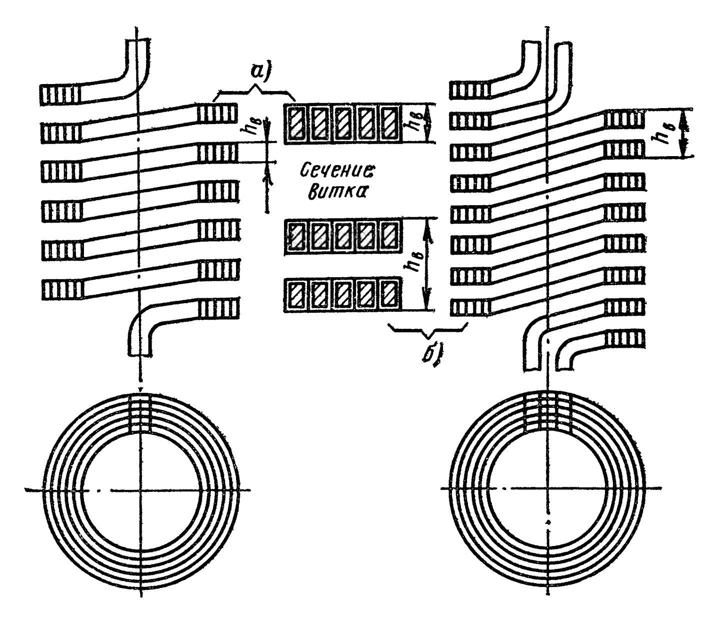


Рис. 5.25. Винтовая обмотка:
а — одноходовая из шести витков; *б* — двухходовая из четырех витков

сопротивлений параллельных проводов путем их перекладки в процессе намотки обмотки.

В ряде случаев, когда сечение витка по расчету получается весьма значительным, могут быть приняты две группы параллельных проводов и обмотка выполнена в виде двухходовой. На рис. 5.25, *б* изображена двухходовая винтовая обмотка. Сравнительно редко применяется четырехходовая обмотка.

Обе группы проводов у начала и конца обмотки соединяются параллельно. В большинстве случаев в двухходовых обмотках радиальные каналы выполняются как между витками, так и внутри витка между группами проводов (рис. 5.26, *б*). Иногда для экономии места по высоте обмотки радиальные каналы делаются только между вит-

ками и обе группы проводов в каждом витке наматываются вплотную с прокладкой между группами толщиной 0,5—1,0 мм (см. рис. 5.26, *в*). Прокладка обеспечивает механическую устойчивость обмотки. Двух- и четырехходовая винтовая обмотка может быть также выполнена совсем без радиальных каналов и без прокладок в витках и между витками (рис. 5.26, *г*).

Обычно винтовая обмотка наматывается на жестком бумажно-бакелитовом цилиндре на рейках, расположенных по образующим цилиндра. Для мощных трансформаторов

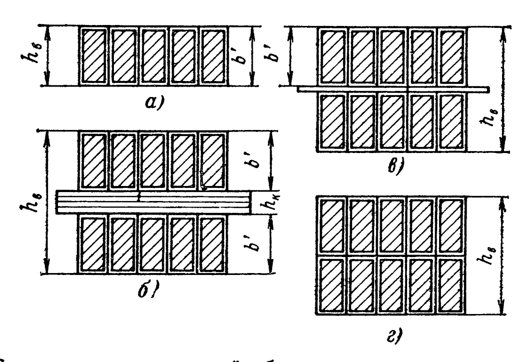


Рис. 5.26. Сечение витка винтовой обмотки:

а — одноходовой; *б* — двухходовой с каналом между двумя группами проводов; *в* — двухходовой без канала ввутри витка; *г* — двухходовой без радиальных каналов

(более 10 000 кВ·А на один стержень) обмотка может быть намотана на специальной оправке, затем снята с нее и при насадке на стержень изолирована от него мягким цилиндром из электроизоляционного картона. Радиальные каналы между витками в обоих случаях образуются междувитковыми прокладками из электроизоляционного картона, нанизываемыми на рейки.

В винтовой обмотке параллельные провода наматываются на цилиндрических поверхностях с разными диаметрами. Вследствие этого активные сопротивления параллельных проводов получаются неравными. В трансформаторах с концентрическим расположением обмоток ВН и НН поле рассеяния направлено в осевом направлении обмоток. В радиальном направлении по ширине каждой из обмоток индукция поля рассеяния возрастает по прямой линии от внешнего края обмотки к каналу между обмотками ВН и НН (рис. 5.27). Различное положение проводов в поле

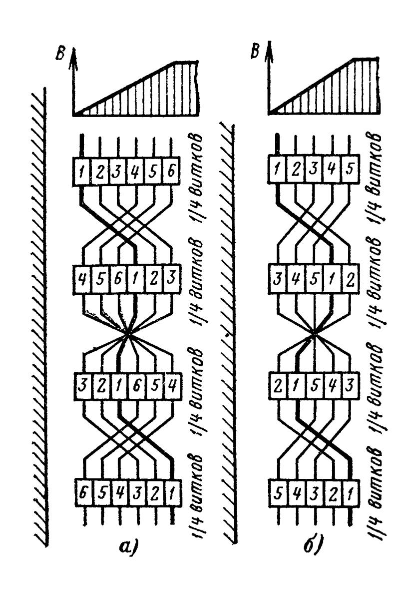


Рис. 5.27. Схема транспозиций параллельных проводов в одноходовой обмотке:

а — четное число проводов; *б* — нечетное число проводов

рассеяния обмотки приводит к неравенству реактивных, а следовательно, и полных сопротивлений параллельных проводов. Для выравнивания полных сопротивлений проводов во избежание неравномерного распределения тока в винтовой обмотке обязательно должна производиться транспозиция (перекладка) проводов.

В одноходовой обмотке обычно применяют комбинацию двух видов транспозиции — групповую, когда все параллельные провода делятся на две или большее число групп и изменяется взаимное расположение этих групп без изменения расположения проводов в группе, и общую, при которой изменяется взаимное расположение всех проводов. При применении транспозиции этих видов обмотка делится по длине на четыре равных участка, содержащих по 1/4 всех витков обмотки. На границах этих участков производится три транспозиции — две групповые на 1/4 и 3/4 общего числа витков, считая от начала обмотки, и одна общая на 2/4 общего числа витков. В групповых транспозициях все параллельные провода делятся на две равные группы (при нечетном числе проводов одна из групп имеет на один провод больше, чем другая). В общих транспозициях каждый провод перекладывается самостоятельно. Принципиальная схема транспозиции для одноходовой обмотки из шести параллельных проводов показана на рис. 5.27, *а*. Такой же способ транспозиции может быть применен и при нечетном числе параллельных проводов, например при пяти проводах (рис. 5.27, *б*).

Для получения правильной транспозиции, дающей действительное выравнивание сопротивлений проводов, необходимо группировать провода так, чтобы в обеих групповых транспозициях в одни и те же группы соединялись одни и

те же проводники, как это показано на рис. 5.27. Чтобы проверить правильность схемы транспозиций, достаточно для каждого провода просуммировать номера мест, которые он занимает в витке на всех четырех участках обмотки. Так по рис. 5.27, *а* для провода *1*, выделенного жирной линией, эта сумма дает $1+4+3+6=14$, по рис. 5.27, *б* для соответствующего провода $1+4+2+5=12$. В правильно транспонированной обмотке такие суммы для всех параллельных проводов должны получаться равными между собой. Нетрудно убедиться, что в схемах транспозиций обмоток, изображенных на рис. 5.27, это правило соблюдается.

Необходимо заметить, что такая транспозиция является совершенной только для четырех параллельных проводов. При большем числе проводов эта транспозиция не является полностью совершенной, однако у силовых трансформаторов общего назначения дает почти равномерное распределение тока между параллельными проводами и относительно малые добавочные потери.

При числе параллельных проводов обмотки от 12—15 и больше применяются и более сложные схемы транспозиций [6].

Внешний вид общей и групповой транспозиции показан на рис. 5.28. Как видно из рисунка, каждая такая транспозиция увеличивает осевой размер обмотки на высоту витка и радиального канала. Таким образом, общий осевой размер (высота) обмотки при двух групповых и одной общей транспозициях увеличивается на высоту трех витков и трех каналов. Следует также помнить, что за счет совпадения на одной образующей начала и конца обмотки осевой размер увеличивается еще на высоту одного витка и одного канала.

В двухходовой винтовой обмотке в каждом ее ходу могут быть также сделаны групповые и общие транспозиции. Однако в такой обмотке можно применить и другой, более совершенный вид транспозиции. Сечение витка такой обмотки, изображенное на рис. 5.29, состоит из двух групп проводов. Идея транспозиции заключается в постепенном круговом перемещении проводов в сечении витка по мере намотки обмотки так, чтобы каждый провод побывал во всех возможных положениях, проходя в них равные отрезки (выражаемые обычно в числе витков). В отличие от групповой и общей транспозиций, сосредоточенных в трех точках обмотки, такую транспозицию можно назвать равномерно распределенной. Обычно в двухходовой обмотке

число транспозиций делают равным числу параллельных проводов или их удвоенному числу. На рис. 5.29 показана схема равномерно распределенной транспозиции в двухходовой обмотке из восьми параллельных проводов. Во избежание усложнения чертежа на схеме показано перемещение только двух проводов — *1* и *5*.

Расстояния между двумя транспозициями при числе параллельных проводов $n_в$ принимаются равными $1/n_в$ общего числа витков обмотки, а крайние участки у начала и конца обмотки вполовину короче, т. е. $1/2\,n_в$ общего числа витков.

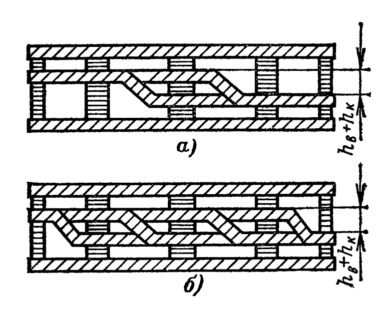


Рис. 5.28. Увеличение высоты одноходовой обмотки при транспозиции обмотки из четырех проводов:

а — групповая транспозиция; *б* — общая транспозиция

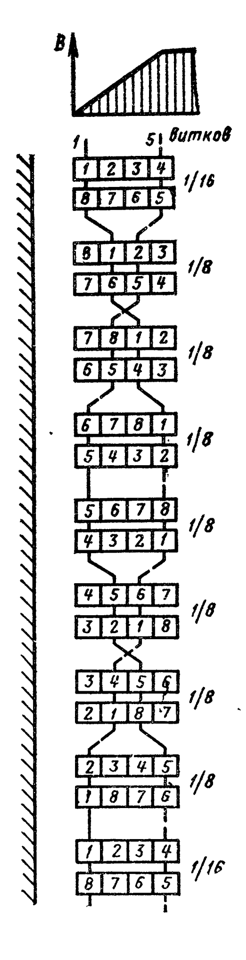


Рис. 5.29. Схема равномерно распределенной транспозиции в двухходовой обмотке из восьми параллельных проводов

По схеме рис. 5.29 нетрудно убедиться в том, что при таком распределении транспозиций каждый провод по мере прохождения по длине обмотки пройдет каждое из $n_в$ возможных положений в сечении витка на $1/n_в$ общей длины обмотки.

Практически равномерно распределенная транспозиция выполняется так, как показано на рис. 5.30. Верхний провод *4* левой группы отгибается вправо и становится верх-

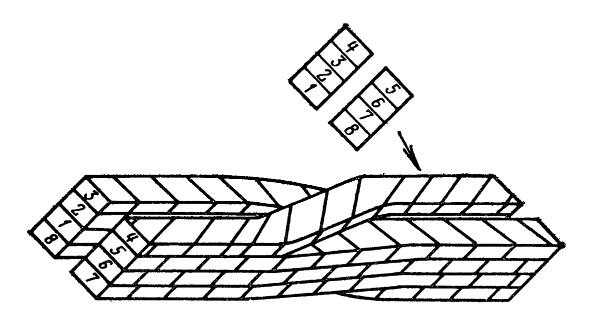


Рис. 5.30. Выполнение равномерно распределенной транспозиции

ним проводом правой группы. Одновременно нижний провод *8* правой группы переходит нижним проводом в левую группу. Провода левой группы *1*, *2* и *3* поднимаются на одно положение вверх, а провода *5*, *6* и *7* правой опускаются на одно положение вниз.

Равномерно распределенная транспозиция в двухходовой обмотке может быть сделана при любом числе параллельных проводов и дает более полное уравнение их сопротивлений, чем групповые и общие транспозиции. Другое преимущество равномерно распределенной транспозиции заключается в том, что она не требует добавочного места по высоте обмотки. Однако при определении изоляционных расстояний следует учитывать, что в местах транспозиции радиальный размер обмотки увеличивается на одну толщину провода.

В четырехходовой обмотке равномерно распределенная транспозиция выполняется самостоятельно в каждой паре ходов. Поэтому трехходовая винтовая обмотка с такой транспозицией обычно не применяется, но винтовая обмотка с любым числом ходов может быть выполнена из транспонированного провода (см. § 5.2). При этом отпадает не-

обходимость в дополнительной транспозиции параллельных проводников, помимо той, которая сделана в самом проводе.

Плотность тока в обмотках силовых трансформаторов, выпускаемых в последние годы с относительно малыми потерями короткого замыкания, составляет в медных обмотках около $2 \cdot 10^6 \div 3 \cdot 10^6$ (иногда до $3{,}5 \cdot 10^6$) и в алюминиевых $1{,}2 \cdot 10^6 \div 2 \cdot 10^6$ А/м². При такой плотности тока потери в единице объема обмотки и плотность теплового потока на осевых и радиальных охлаждаемых поверхностях витков невелики и возникает возможность существенного уменьшения числа каналов в обмотке вплоть до полного отказа от горизонтальных каналов.

Винтовая обмотка без горизонтальных каналов с плотным прилеганием витков в осевом направлении может быть одно-, двух- и четырехходовой с обычными для таких обмоток транспозициями. Такая обмотка наматывается на цилиндре на рейках типа рис. 5.8, *а* и *б* или на оправке без реек и без прокладок между ходами. Не исключена намотка двухслойной винтовой обмотки, т. е. двух концентрических винтовых обмоток левого и правого направлений намотки, соединяемых последовательно.

При использовании винтовой обмотки без горизонтальных каналов следует принимать во внимание то, что плотность теплового потока на охлаждаемой поверхности обмотки существенно возрастает и ее не рекомендуется допускать более 1200—1400 Вт/м². При этом превышение температуры поверхности обмотки, имеющей только вертикально расположенные поверхности, охлаждаемые маслом, над температурой масла составляет 21—23 °С, что примерно на 20 % ниже, чем в обмотке с витками, имеющими горизонтальные и вертикальные поверхности. Необходимо также учитывать, что в обмотке без горизонтальных каналов добавочные потери могут быть в 1,5—2 раза больше, чем в обмотке с тем же числом витков и с тем же числом, размерами и расположением параллельных проводов, но с горизонтальными каналами.

В механическом отношении при возникновении осевых механических сил винтовая обмотка является значительно более прочной, чем одно- и двухслойная цилиндрическая. Параллельные провода в каждом витке располагаются в ней не в осевом, а в радиальном направлении, образуя относительно большую опорную поверхность. Механическая жесткость обмотки усиливается рейками, идущими по всей

длине обмотки, и связанными с ними горизонтальными прокладками, плотно зажатыми между витками обмотки.

В трансформаторах с ПБВ часто регулировочные витки обмотки ВН располагаются в середине ее высоты, что при работе обмотки ВН на низших ступенях регулирования напряжения приводит к возникновению в зоне отключенных витков поперечного магнитного поля и значительных осевых сил при коротком замыкании (см. § 7.3). Винтовая обмотка позволяет существенно ограничить эти силы путем разгона витков в середине ее высоты в зоне размещения отключаемых регулировочных витков обмотки ВН. Разгон витков применяется в трансформаторах с мощностью $S \geqslant 1000$ кВ·А и достигается путем увеличения двух-трех радиальных каналов в середине высоты обмотки НН до 15—20 мм. Достаточную механическую прочность обмотка получает только при некотором минимальном сечении витка, не менее 75—100 мм², что соответствует току около 300 А для медных и 150—200 А для алюминиевых обмоток.

Этот нижний предел допустимого сечения витка и тока обмотки соответствует силовым трансформаторам с мощностью $S = 160 \div 1000$ кВ·А. При бо́льших мощностях нижним пределом применения винтовой обмотки считается обычно 400—500 А.

По соображениям механической прочности, а также удобства выполнения транспозиций число параллельных проводов принимается обычно не менее четырех.

Наличие масляных каналов между соседними витками обеспечивает высокую электрическую прочность винтовой обмотки, и она находит широкое применение как обмотка НН в трансформаторах с напряжением НН от 230 В до 35 кВ включительно.

На стороне ВН винтовая обмотка совершенно не нашла применения ввиду неудобства выполнения ответвлений для регулирования напряжения.

В производстве винтовая обмотка существенно дороже многослойной цилиндрической обмотки из прямоугольного провода.

Винтовая обмотка используется также в качестве обмотки НН в сухих трансформаторах с естественным воздушным охлаждением при мощностях от 250 до 1600 кВ·А и выборе размеров радиальных и осевых воздушных каналов в соответствии с требованием табл. 9.2б и 9.2в.

5.6. КАТУШЕЧНЫЕ ОБМОТКИ

Обмотка, состоящая из ряда последовательно соединенных катушек, намотанных в виде плоских спиралей из одного или более проводов прямоугольного сечения и расположенных в осевом направлении обмотки, с радиальными каналами между всеми или частью катушек называется катушечной обмоткой. Если катушечная обмотка наматывается непрерывным проводом или несколькими непрерывными параллельными проводами, она называется непрерывной катушечной обмоткой (рис. 5.31). Катушечная обмотка,

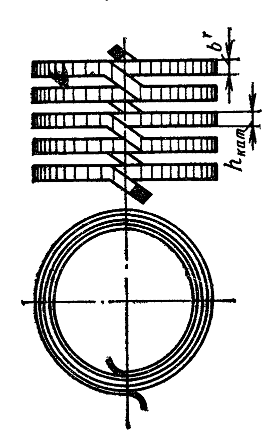


Рис. 5.31. Непрерывная катушечная обмотка



Рис. 5.32. Переход между катушками с транспозицией трех параллельных проводов

собранная из отдельно намотанных катушек, называется дисковой катушечной обмоткой.

Непрерывная катушечная обмотка не имеет обрывов и паек провода. Все переходы из одной катушки в другую осуществляются кратчайшим путем по направлению внутренней или внешней образующей обмотки. Такая обмотка может быть намотана также из двух, трех, а иногда и более параллельных проводов. В этом случае во избежание излишнего увеличения радиального размера обмотки в месте перехода из катушки в катушку каждый из параллельных проводов переходит самостоятельно так, как изображено на рис. 5.32. При таком переходе провода меняются местами: наружный провод катушки переходит внутрь, внутренний наружу и т. д. При этом одновременно осуществляется и транспозиция проводов, необходимая для уравнивания полных сопротивлений параллельных прово-

дов. Необходимость транспозиции обусловливается тем, что параллельные провода наматываются на окружностях разных диаметров и находятся в различных зонах поля рассеяния.

Вследствие значительного угла изгиба провода на ребро в местах перехода из одной катушки в другую изоляция проводов может быть повреждена. Поэтому для обеспечения надлежащей электрической прочности обычно применяют в местах перехода добавочную изоляцию провода в виде оплетки полосками кабельной бумаги или лакоткани или подвязки изоляционных коробочек из электроизоляционного картона.

Непрерывная катушечная обмотка может быть намотана на жестком бумажно-бакелитовом цилиндре, на рейках, расположенных по образующим цилиндра. При применении мягких изоляционных цилиндров из электроизоляционного картона обмотка наматывается на станке на рейках, расположенных на временной цилиндрической оправке без изоляционного цилиндра. В этом случае цилиндр наматывается при сборке трансформатора перед насадкой соответствующей обмотки. Для образования радиальных междукатушечных каналов применяются прокладки, штампованные из электроизоляционного картона, как показано на рис. 5.9 и 5.10.

Радиальные каналы в обмотке обычно выполняются между всеми катушками, однако в трансформаторах с пониженными потерями короткого замыкания и в алюминиевых обмотках (§ 5.2 и 5.7) иногда каналы могут быть сделаны через две катушки. В этом случае половина радиальных каналов между катушками заменяется разрезными шайбами по две шайбы толщиной 0,5 мм взамен каждого канала. Пара катушек, разделенных шайбами или радиальным каналом, называется двойной катушкой.

Переход провода из одной катушки в другую в непрерывной катушечной обмотке делается в промежутках между прокладками, образующими радиальные каналы. Число витков в каждой катушке, указываемое в расчетной записке, может быть как целым, так и дробным. В последнем случае знаменатель дроби указывает число междукатушечных прокладок (реек) по окружности обмотки. Так, при 16 прокладках (рейках) в обмотке правильным будет указание намотать в катушке, например, $8^4/_{16}$ витка, а не $8^1/_4$ витка. При намотке такой обмотки на станке наматывают восемь полных витков, а потом отсчитывают четыре промежутка

между прокладками и делают переход на следующую катушку.

Максимальный радиальный размер обмотки при дробном числе витков определяется числом целых витков плюс один виток. В разобранном примере максимальный радиальный размер равен 8+1=9 толщинам провода с изоляцией.

Возможность намотки в катушке дробного числа витков всегда позволяет легко разместить полученное по расчету число витков по катушкам, однако для упрощения намотки обмотки на станке рекомендуется рассчитывать катушки с целым числом витков. В одной обмотке рекомендуется применять не более четырех типов катушек с разным числом витков, а общее число катушек брать четным.

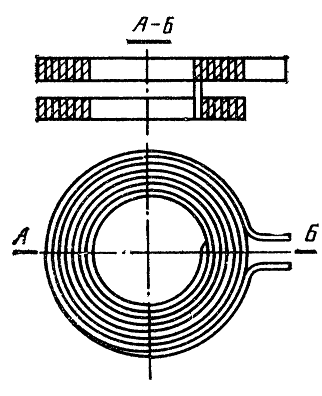


Рис. 5.33. Двойная катушка катушечной обмотки

Иногда по условиям сборки или изоляции обмоток, например в обмотках на 220 кВ и более, непрерывная намотка катушечных обмоток неудобна. В этом случае обмотка изготавливается в виде комплекта двойных катушек (рис. 5.33).

Витки, служащие для регулирования напряжения в обмотках ВН, должны располагаться в отдельных катушках так, чтобы регулировочные ответвления выполнялись на переходах между катушками, а не от средних витков катушки. Также в отдельных катушках должны размещаться входные витки с усиленной изоляцией, которая может быть выполнена в виде усиленной изоляции провода или оплетки всей катушки снаружи лентой из кабельной бумаги или лакоткани. Усиленная изоляция между слоями (витками) в виде прокладок, как правило, не применяется.

Катушки с различным числом витков — основные, регулировочные, с усиленной изоляцией — принято для удобства обозначать различными буквами алфавита.

При размещении витков обмотки в катушки необходимо следить за тем, чтобы радиальные размеры катушек различных типов были приблизительно равными. Рекомендуется это размещение производить так, чтобы радиальные

размеры наиболее широкой и наиболее узкой катушек обмотки стержня, в том числе и регулировочных, и с усиленной изоляцией, отличались не более чем на двойную толщину провода. В тех случаях, когда этого нельзя добиться простым перемещением витков, например в регулировочных катушках, допускается выравнивание радиального размера отдельных катушек путем вматывания между их витками полосок электроизоляционного картона.

Намотка непрерывной катушечной обмотки из прямоугольного провода имеет свои особенности. Для того чтобы вести обмотку не прерывая провода и делать переход провода из катушки в катушку то у внутреннего, то у внешнего края катушки, витки половины катушек (обычно нечетных) после намотки катушки перекладываются так, что внутренний виток оказывается наружным, а наружный внутренним. Остальные катушки (обычно четные) наматываются без перекладки [5].

В механическом отношении непрерывная катушечная обмотка является одной из самых прочных обмоток, применяемых в трансформаторах. С увеличением мощности трансформатора и ростом осевой составляющей механических сил при коротком замыкании растут также радиальный размер катушек обмотки и ее механическая стойкость. Таким образом, условия механической прочности не ставят практически никаких пределов применению обмотки этого типа, и она может применяться на очень большом диапазоне мощности трансформаторов от 160 до 1 000 000 кВ·А. Обмотка этого типа с успехом применяется также и в широком диапазоне напряжений от 2—3 до 500 кВ и более.

При достаточно высоких напряжениях усложняется защита обмоток от импульсных атмосферных перенапряжений, вследствие чего обмотку приходится разделять на части, наматываемые непрерывно, и на части, состоящие из отдельно наматываемых катушек. С этой целью часть обмотки может быть сделана также переплетенной, когда порядок последовательного соединения витков отличается от последовательности их размещения в катушках, например когда в двух соседних катушках соединяются последовательно сначала все нечетные витки, а затем последовательно с ними все четные. Возможны и другие способы получения переплетенной обмотки (см. § 4.5).

Непрерывная катушечная обмотка может быть применена при всех токах нагрузки, когда при выбранной плотности

тока и достаточном числе витков сечение проводника получается равным или большим, чем минимальное по сортаменту сечение прямоугольного медного провода 5,04 или алюминиевого провода 6,39 мм². При наименьшей применяемой плотности тока в обмотках это соответствует нижнему пределу рабочего тока обмотки в медном проводе 15—18 и в алюминиевом проводе 10—13 А.

Плотность теплового потока на поверхности катушечных обмоток обычно допускают не более 1200—1400 Вт/м².

В производстве непрерывная катушечная обмотка при равном числе витков и сечении витка несколько сложнее и дороже, чем одно- и двухслойная цилиндрическая из прямоугольного провода или многослойная цилиндрическая из круглого или прямоугольного провода. Поэтому в трансформаторах с мощностью на один стержень до 250 кВ·А предпочитают применять цилиндрические обмотки из круглого провода. В трансформаторах большей мощности, где требования механической прочности играют решающую роль, непрерывная катушечная обмотка является наиболее употребительной наряду с многослойной цилиндрической из прямоугольного провода. Благодаря высокой механической прочности, легкости распределения витков обмотки по катушкам, удобству выполнения регулировочных ответвлений, сравнительной простоте намотки, отсутствию паек между катушками и простоте установки на стержне трансформатора непрерывная катушечная обмотка находит широкое применение в масляных силовых трансформаторах в качестве обмотки ВН для трансформаторов с мощностью от 160 до 63 000 кВ·А и выше при токах нагрузки от 10—15 А и выше. Обмотка этого типа находит применение также в качестве обмоток НН при токах от 10—15 до 300 А. В этом случае для уменьшения осевых механических сил в обмотках трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и выше с ПБВ, у которых регулировочная часть обмотки ВН располагается в середине высоты стержня, рекомендуется делать в середине высоты обмотки НН разгон между катушками путем увеличения двух-трех радиальных каналов до 15—20 мм.

Непрерывная катушечная обмотка из прямоугольного провода находит также применение в качестве обмотки ВН в сухих трансформаторах с естественным воздушным охлаждением при мощностях от 250 до 1600 кВ·А при выборе размеров радиальных и осевых воздушных каналов в соответствии с требованиями табл. 9.2б и 9.2в.

5.7. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ОБМОТОК

Выбор типа конструкции обмоток при расчете трансформатора должен производиться с учетом эксплуатационных и производственных требований, предъявляемых к трансформаторам в целом (см. § 5.1).

В настоящем параграфе даются общие указания по выбору конструкции обмотки по ее электрическим величинам: току нагрузки одного стержня $I_с$, мощности трансформатора S и номинальному напряжению $U_{ном}$, а также по поперечному сечению витка обмотки $П$. Именно эти данные трансформатора служат основными критериями при выборе типа обмотки.

Ориентировочное сечение витка каждой обмотки, м^2, может быть определено по формуле

$$П = I_с/J_{ср}, \qquad (5.3)$$

где $I_с$ — ток соответствующей обмотки одного стержня, А; $J_{ср}$ — средняя плотность тока в обмотках ВН и НН, А/м^2.

Выбор средней плотности тока в обмотках не является произвольным. На том этапе расчета, когда выбирается тип обмотки, уже известны основные размеры магнитной системы, ЭДС одного витка и числа витков в каждой из обмоток, а также ориентировочные основные размеры обмотки (внутренний диаметр и высота). В зависимости от выбора значения $J_{ср}$ будут изменяться объем и масса обмоток, а следовательно, и основные потери в них $P_{осн}$. Обычно при расчете трансформатора потери короткого замыкания $P_к$ бывают заданы и выбор средней плотности тока должен быть связан с заданной величиной $P_к$.

Для определения средней плотности тока в обмотках, А/м^2, обеспечивающей получение заданных потерь короткого замыкания, можно воспользоваться формулами, выведенными в § 7.1:

для медных обмоток

$$J_{ср} = 0{,}746 k_д \frac{P_к u_в}{S d_{12}} 10^4; \qquad (5.4)$$

для алюминиевых обмоток

$$J_{ср} = 0{,}463 k_д \frac{P_к u_в}{S d_{12}} 10^4. \qquad (5.5)$$

Плотность тока в обмотках из транспонированного провода определяется по (5.4), в обмотках из алюминиевой ленты — по (5.5).

При расчете трехобмоточного трансформатора в (5.4) и (5.5) следует подставлять потери короткого замыкания $P_к$ для двух внутренних обмоток при 100 %-ной мощности, полную (100 %) мощность трансформатора S и диаметр d_{12} для двух внутренних обмоток, определяемый по методике, принятой для двухобмоточных трансформаторов. Для обмоток, рассчитываемых на 67 % полной мощности трансформатора, значение плотности тока, найденное по (5.4) и (5.5), следует умножить на 0,67.

Для автотрансформаторов под S следует понимать типовую (расчетную) мощность автотрансформатора.

Формулы (5.4) и (5.5) связывают искомую среднюю плотность тока в обмотках ВН и НН с заданными величинами: полной мощностью трансформатора S, кВ·А, потерями короткого замыкания $P_к$, Вт, и величинами, определяемыми до расчета обмоток: ЭДС одного витка $u_в$, В, и средним диаметром канала между обмотками d_{12}, м. Коэффициент $k_д$ учитывает наличие добавочных потерь в обмотках, потери в отводах, стенках бака и т. д. Значения $k_д$ могут быть взяты из табл. 3.6. Значение плотности тока, полученное из (5.4) или (5.5), следует сверить с данными табл. 5.7, где приведены ориентировочные значения практически применяемых плотностей токов. Сверка рассчитанного значения $J_{ср}$ с таблицей имеет целью избежать грубых ошибок в расчете $J_{ср}$. Точного совпадения $J_{ср}$ с цифрами таблицы не требуется. По этой же таблице можно выбрать среднюю плотность тока в обмотках в том случае, когда потери короткого замыкания не заданы.

Найденное по (5.4) или (5.5) значение плотности тока является ориентировочным средним значением для обмоток ВН и НН. Действительная средняя плотность тока в обмотках должна быть выдержана близкой к этой. Плотности тока в каждой из обмоток масляного трансформатора с медными или алюминиевыми обмотками могут отличаться от среднего значения, желательно, однако, чтобы не более чем на 10 %. Следует помнить, что отклонение действительной средней плотности тока от найденной по (5.4) и (5.5) в сторону возрастания увеличивает потери короткого замыкания $P_к$ и в сторону уменьшения — снижает.

В сухих трансформаторах вследствие существенного различия условий охлаждения для внутренних и наружных обмоток плотность тока во внутренней обмотке НН обычно снижают на 20—30 % по сравнению с плотностью в наружной обмотке ВН. Поэтому в таких трансформаторах откло-

Таблица 5.7. **Средняя плотность тока в обмотках J, МА/м², для современных трансформаторов с потерями короткого замыкания по ГОСТ**

а) Масляные трансформаторы

Мощность трансформатора, кВ·А	25—40	63—630	1000—6300	10 000—16 000	25 000—80 000
Медь	1,8—2,2	2,2—3,5	2,2—3,5	2,0—3,5	2,0—3,5
Алюминий	1,1—1,8	1,2—2,5	1,5—2,6	1,5—2,7	—

б) Сухие трансформаторы

Мощность трансформатора, кВ·А	10—160; 0,5 кВ		160—1600; 10 кВ	
Обмотка	Внутренняя НН	Наружная ВН	Внутренняя НН	Наружная ВН
Медь	2,0—1,4	2,2—2,8	2,0—1,2	2,0—2,8
Алюминий	1,3—0,9	1,3—1,8	1,4—0,8	1,4—2,0

Примечания: 1. Для трансформаторов с потерями короткого замыкания выше указанных ГОСТ возможен выбор плотности тока в масляных трансформаторах до 4,5 МА/м² в медных и до 2,7 МА/м² в алюминиевых обмотках; в сухих трансформаторах — соответственно до 3 и 2 МА/м².

2. Плотность тока в обмотках из транспонированного провода выбирается так же, как и для медного или алюминиевого провода.

3. Плотность тока в обмотках из алюминиевой ленты выбирается, как для алюминиевого провода.

нение действительной плотности тока в обмотках от найденного среднего значения может достигать ±(15—20) %.

По этой же причине среднюю плотность тока в обмотках этих трансформаторов рекомендуется принимать 0,93—0,97 значения, найденного по (5.4) или (5.5). После определения средней плотности тока $J_{ср}$ и сечения витка $П$ для каждой из обмоток можно произвести выбор типа конструкции обмотки, пользуясь указаниями, сделанными в предыдущих параграфах и сведенными вкратце в табл. 5.8. При выборе конструкции обмоток ВН следует учитывать также и возможность получения наиболее удобной схемы регулирования напряжения обмотки ВН в соответствии с указаниями, данными в § 6.2.

Таблица 5.8. **Основные свойства и нормальные пределы применения**

Тип обмотки	Применение на стороне		Основные достоинства	Основные недостатки
	главное	возможное		
Цилиндрическая одно- и двухслойная из прямоугольного провода	НН	ВН	Простая технология изготовления, хорошее охлаждение	Малая механическая прочность
Цилиндрическая многослойная из прямоугольного провода	ВН	НН	Хорошее заполнение окна магнитной системы, простая технология изготовления	Уменьшение охлаждаемой поверхности по сравнению с обмотками, имеющими радиальные каналы
Цилиндрическая многослойная из алюминиевой ленты	НН	—	Простая технология изготовления, хорошее охлаждение, хорошее заполнение окна магнитной системы	Малая механическая прочность в радиальном направлении
Цилиндрическая многослойная из круглого провода	ВН	НН	Простая технология изготовления	Ухудшение теплоотдачи и уменьшение механической прочности с ростом мощности
Винтовая одно-, двух- и многоходовая из прямоугольного провода	НН	—	Высокая механическая прочность, надежная изоляция, хорошее охлаждение	Более высокая стоимость по сравнению с цилиндрической обмоткой
Непрерывная катушечная из прямоугольного провода	ВН	НН	Высокая электрическая и механическая прочность, хорошее охлаждение	Необходимость перекладки половины катушек при намотке

различных типов обмоток масляных трансформаторов

Материал обмоток	Пределы применения, включительно				Число параллельных проводов	Схема регулирования напряжения
	по мощности трансформатора S, кВ·А	по току на стержень I, А	по напряжению U, кВ	по сечению витка $П$, мм²		
Медь	До 630	От 15—18 до 800	До 6	От 5,04 до 250	От 1 до 4—8	—
Алюминий	До 630	От 10—13 до 600—650	До 6	От 6,39 до 300		
Медь	От 630 до 80 000	От 15—18 до 1000—1200	10 и 35	От 5,04 до 400	От 1 до 4—8	Рис. 6.6, *а*, *б*
Алюминий	До 16 000—25 000	От 10—13 до 1000—1200	10 и 35	От 6,39 до 500		
Алюминий	От 160 до 1000	От 100 до 1500	До 10	От 100 до 1000	От 1 до 1	—
Медь	До 630	От 0,3—0,5 до 80—100	До 35	От 1,094 до 42,44	1 2	Рис. 6.6, *а*, *б*
Алюминий	До 630	От 2—3 до 125—135	До 35	От 1,37 до 50,24	1 1	
Медь	От 160 и выше	От 300 и выше	До 35	От 75—100 и выше	4 12—16 и более	—
Алюминий	От 100 и выше	От 150—200 и выше	До 35	От 75—100 и выше		
Медь	От 160 и выше	От 15—18 и выше	От 3 до 110—220	От 5,04 и выше	1 3—5	Рис. 6.6, *в*, *г*
Алюминий	От 100 и выше	От 10—13 и выше	От 3 до 110—220	От 6,39 и выше		

В тех случаях, когда возможно применить два различных типа обмотки, если нет других указаний, следует, как правило, отдавать предпочтение типу, более простому и дешевому в производстве. Если к трансформатору предъявляются какие-либо специальные требования, например повышенной механической или электрической прочности или другие, следует выбирать тип обмотки, наиболее отвечающий этим требованиям.

В сухих трансформаторах могут быть применены те же основные типы обмоток, которые применяются в масляных трансформаторах при условии уменьшения плотности тока согласно табл. 5.7 и увеличения размеров охлаждающих каналов согласно табл. 9.2. При выборе типа обмоток для сухого трансформатора можно пользоваться табл. 5.8 с сохранением всех пределов применения обмоток, кроме предела применения по току на один стержень и напряжению. Цифры таблицы для тока должны быть снижены на 30—35 %, а номинальное напряжение обмоток не должно быть более 15 кВ.

При расчете обмоток существенное значение имеет правильный выбор размеров провода. В обмотках из провода круглого сечения обычно выбирается провод, ближайший по площади поперечного сечения к сечению $П$, определяемому по выбранной плотности тока $J_{ср}$, или в редких случаях подбираются два провода с соответствующим общим суммарным сечением.

При расчете винтовых, катушечных и в большинстве случаев двух- и многослойных цилиндрических обмоток из провода прямоугольного сечения желательно применять наиболее крупные сечения провода, что упрощает намотку обмотки на станке и позволяет получить наиболее компактное ее размещение на магнитной системе. Однако применение наиболее крупных размеров провода ограничивается условиями охлаждения обмотки и допустимыми добавочными потерями от вихревых токов, вызываемых полем рассеяния.

Выбор размеров поперечного сечения провода связан с плотностью теплового потока на охлаждаемой поверхности обмотки q. Значение q в целях недопущения чрезмерного нагрева обмоток в трансформаторах с естественным масляным охлаждением ограничивается $q \leqslant 1200 \div 1400$ Вт/м² и во всяком случае не более 1500 Вт/м². В трансформаторах с искусственной циркуляцией масла допускают $q \leqslant 2000 \div \div 2200$ Вт/м². Превышение указанных значений q приво-

дит к существенному увеличению массы системы охлаждения трансформатора. Высокие значения q определяют также значительный нагрев масла в каналах обмоток, что ускоряет старение масла. Снижение допустимых значений q для медных обмоток примерно до 1000 Вт/м^2 позволит существенно замедлить старение масла и удлинить сроки его замены. Для алюминиевых обмоток значения q обычно естественно получаются на 20—25 % ниже, чем для медных.

В обмотках сухих трансформаторов могут быть допущены различные значения q в зависимости от класса нагревостойкости изоляции и размеров охлаждающих каналов. Выбор размеров вертикальных и горизонтальных каналов и соответствующих значений q, обеспечивающих получение допустимых превышений температуры, может быть сделан по табл. 9.2б и 9.2в.

При изоляции класса нагревостойкости А для внутренних обмоток при вертикальных каналах шириной 1 и горизонтальных 0,8 см можно допустить $q \leqslant 280$ Вт/м^2. Для наружных обмоток, имеющих только одну внешнюю поверхность (обмотка, намотанная на цилиндре без канала), можно допустить $q \leqslant 600$ Вт/м^2.

В обмотках масляного трансформатора из прямоугольного провода, каждый провод которых с двух сторон омывается маслом (в одно- и двухслойных цилиндрических с намоткой на ребро, в винтовых и непрерывных катушечных с намоткой плашмя) значение большого из двух размеров поперечного сечения провода b, м (см. рис. 7.3, *в*) может быть выбрано по формулам:

для медного провода

$$b \leqslant qk_з/(1{,}07J^2 \cdot 10^{-8}); \qquad (5.6)$$

для алюминиевого провода

$$b \leqslant qk_з/(1{,}72J^2 \cdot 10^{-8}). \qquad (5.7)$$

Для винтовых и катушечных обмоток следует принять $k_з = 1$; для цилиндрических $k_з = 0{,}8$. Найденный размер провода следует рассматривать как предельно допустимый для заданного значения q. При выборе провода по сортаменту он может быть принят и меньшим. Выбор предельного значения b можно сделать также и по графикам рис. 5.34.

Если размер b получается близким к предельному размеру по сортаменту табл. 5.2 или выходит за эти пределы,

то в катушечной обмотке можно выбрать действительный размер провода, равный половине или меньше половины найденного по формуле или графикам рис. 5.34, сдвоить катушки и сделать радиальные масляные каналы через две катушки. В одноходовой винтовой обмотке в этом случае

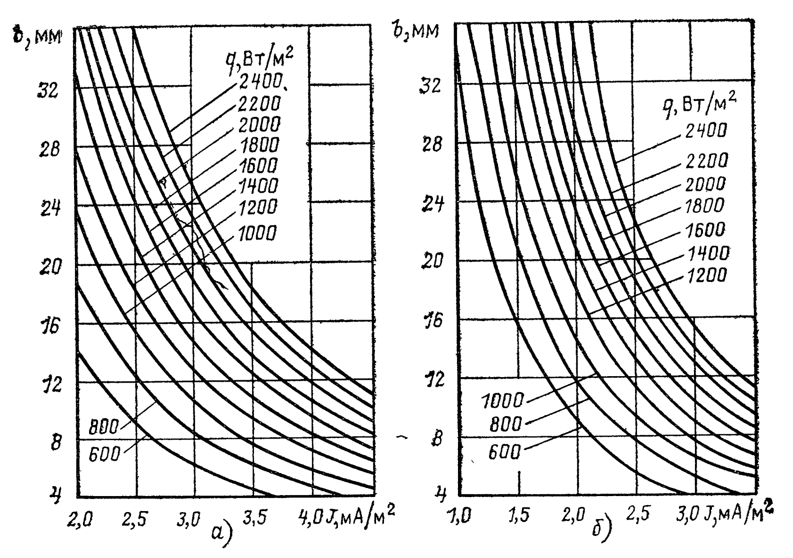


Рис. 5.34. Графики для ориентировочного определения размера провода b по заданным значениям q и J в катушечных, винтовых и цилиндрических обмотках из прямоугольного провода:

а — медный провод; *б* — алюминиевый провод. Для цилиндрических обмоток размер b, полученный по графику, умножить на 0,8

можно сделать радиальные масляные каналы не через один виток, а через два; в двухходовой винтовой обмотке можно отказаться от радиальных каналов между ходами. В алюминиевых обмотках трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А возможность сдвоить витки в винтовой обмотке или катушки в непрерывной катушечной обмотке представляется достаточно часто.

Для обмоток сухих трансформаторов предельный размер b может быть найден также по (5.6) и (5.7) с учетом допустимого значения q и размеров осевых каналов по табл. 9.2б и 9.2в.

В многослойных цилиндрических обмотках из прямоугольного провода, наматываемого плашмя, маслом омыва-

ются поверхности, прилегающие к масляным охлаждающим каналам, и внешняя поверхность наружной обмотки стержня. В этом случае на охлаждаемые поверхности выходит тепло, возникающее в нескольких слоях проводов, находящихся между двумя каналами, и под искомым значением b, определяемым по (5.6) и (5.7) при $k_з=0{,}8$, следует понимать сумму размеров металла проводов в радиальном направлении обмотки между двумя осевыми каналами. Если данная часть (катушка) обмотки намотана непосредственно на изоляционном цилиндре без масляного канала и имеет только одну цилиндрическую поверхность, омываемую маслом, значения b, полученные из (5.6) или (5.7) или по графикам рис. 5.34, следует умножить на 0,5.

Если, например, в многослойной обмотке из прямоугольного алюминиевого провода при $J=1{,}6\cdot10^6$ А/м², при допустимом значении $q=1400$ Вт/м² по (5.7)

$$b=\frac{1400\cdot0{,}8}{1{,}72\cdot1{,}6^2\cdot10^{12}\cdot10^{-8}}=0{,}0254\ \text{м}\,(25{,}4\ \text{мм}),$$

то это значит, что в катушке между двумя осевыми каналами можно уложить из сортамента табл. 5.2 пять слоев провода с размером в радиальном направлении по 5 мм или шесть слоев с размером по 4,25 мм и т. д. при значении $q\approx1400$ Вт/м². Так же можно определить предельный радиальный размер провода в винтовой обмотке, не имеющей радиальных каналов.

В сухих трансформаторах с естественным воздушным охлаждением многослойные цилиндрические обмотки из прямоугольного провода применяются редко. При необходимости в этом случае можно также воспользоваться формулами (5.6) и (5.7) при $k_з=0{,}8$ или графиками рис. 5.34.

В многослойной цилиндрической обмотке из прямоугольного провода возникают добавочные потери, вызываемые вихревыми токами. При осевом направлении потока магнитного поля рассеяния обмоток эти потери пропорциональны четвертой степени радиального размера провода обмотки и квадрату числа слоев обмотки в радиальном направлении. В обмотках этого типа обычно стараются выбрать число слоев обмотки и радиальный размер провода так, чтобы добавочные потери не превысили 5 % основных потерь обмотки. Иногда, сравнительно редко, допускают добавочные потери до 10 %.

Для ориентировочного выбора максимально допустимого значения радиального размера прямоугольного провода

Таблица 5.9. **Ориентировочные предельные радиальные размеры провода *a*, мм, цилиндрических обмоток из провода прямоугольного сечения при добавочных потерях не превышающих 5, 10, 15 и 20 %**

Число слоев обмотки	Медные обмотки				Алюминиевые обмотки			
	Добавочные потери до				Добавочные потери до			
	5 %	10 %	15 %	20 %	5 %	10 %	15 %	20 %
1	9,0	10,6	11,8	13,2	11,8	13,2	15,0	16,0
2	6,3	7,5	8,5	9,0	8,0	10,0	10,6	11,8
3	5,3	6,3	6,7	7,5	6,7	8,0	8,5	9,5
4	4,5	5,3	6,0	6,3	5,6	6,7	7,5	8,0
5	4,0	4,75	5,3	5,6	5,0	6,0	6,7	7,5
6	3,75	4,5	4,75	5,3	4,75	5,6	6,0	6,7
7	3,35	4,0	4,5	4,75	4,5	5,0	5,6	6,0
8	3,35	3,75	4,25	4,5	4,0	4,75	5,6	5,6
9	3,15	3,55	4,0	4,25	3,75	4,5	5,0	5,6
10	3,0	3,55	4,0	4,25	3,75	4,5	5,0	5,6
11	2,8	3,15	3,75	3,75	3,55	4,0	4,5	4,75
12	2,65	3,15	3,35	3,75	3,35	3,75	4,5	4,75
13	2,5	3,0	3,35	3,55	3,0	3,75	4,0	4,5
14	2,36	3,0	3,15	3,35	3,0	3,55	3,75	4,0
15	2,36	2,8	3,0	3,35	3,0	3,55	3,75	4,0
16	2,24	2,65	3,0	3,15	2,8	3,35	3,75	4,0

в цилиндрических обмотках с числом слоев от 1 до 16 можно воспользоваться табл. 5.9, в которой приведены предельные значения радиального размера провода, дающие добавочные потери до 5, 10, 15 и 20 % основных потерь в медных и алюминиевых обмотках. С ростом числа слоев в обмотке существенно возрастают добавочные потери и уменьшается максимально допустимый радиальный размер провода. Возможность намотки провода на ребро данные этой таблицы ограничивают тремя-четырьмя слоями. По этой таблице можно также определить предельный радиальный размер провода в винтовой обмотке, не имеющей радиальных каналов.

Следует иметь в виду, что предельное значение добавочных потерь, указанное в табл. 5.9, является средним для всей обмотки. В крайних витках, прилегающих к каналу между обмотками, добавочные потери будут в 3 раза больше.

В винтовых и катушечных обмотках с радиальными каналами при прочих равных условиях (одинаковое число слоев, одинаковые размеры провода, одинаковое число витков или одинаковая высота обмотки) индукция поля рассеяния оказывается существено ниже, чем в обмотках, не

имеющих этих каналов, и добавочные потери составляют от 0,4 до 0,6 добавочных потерь в обмотках без каналов. При этом предельный радиальный размер провода в обмотках с радиальными каналами может быть принят на 25—15 % выше полученного из табл. 5.9.

Изменение добавочных потерь в обмотке любого типа с заданным радиальным размером при изменении радиального размера провода видно из следующего примера. В катушке (витке) из пяти проводов, расположенных в радиальном направлении, с радиальным размером каждого провода 10 мм заменили пять проводов десятью проводами с радиальным размером по 5 мм.

Отношение добавочных потерь стало

$$D_{10}/D_5 = 0{,}5^4 \cdot 10^2/(1{,}0^4 \cdot 5^2) = 6{,}25/25 = 1/4.$$

Глава шестая

РАСЧЕТ ОБМОТОК

6.1. РАСЧЕТ ОБМОТОК НН

Расчет обмоток трансформатора, как правило, начинают с обмотки НН, располагаемой у большинства трансформаторов между стержнем и обмоткой ВН. В трехобмоточном трансформаторе расчет обмоток начинают с внутренней обмотки НН или СН, а затем постепенно переходят к СН или НН и ВН.

Число витков на одну фазу обмотки НН

$$w_1 = U_{ф1}/(4{,}44 f B_с П_с). \qquad (6.1)$$

Полученное значение w_1 округляется до ближайшего целого числа и может быть как четным, так и нечетным.

Для трехфазного трансформатора или однофазного с параллельным соединением обмоток стержней найденное по (6.1) значение w_1 является также числом витков на один стержень. Для однофазного трансформатора с последовательным соединением обмоток стержней число витков на один стержень, как правило, равно половине найденного значения w_1. После округления числа витков следует найти напряжение одного витка, В,

$$u_в = U_{ф1}/w_1 \qquad (6.2)$$

и действительную индукцию в стержне, Тл,

$$B_с = u_в/(4{,}44 f П_с). \qquad (6.3)$$

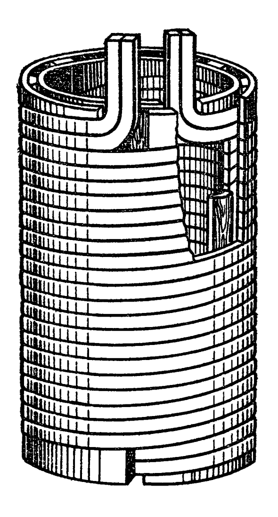


Рис. 6.1. Двухслойная цилиндрическая обмотка из провода прямоугольного сечения

Дальнейший расчет для каждого типа обмоток НН производится своим особым путем.

1. Расчет двухслойных и однослойных цилиндрических обмоток из прямоугольного провода. Число слоев обмотки (рис. 6.1) выбирается обычно равным двум. Для трансформаторов мощностью на один стержень до 6—10 кВ·А обмотка может быть намотана в один слой и в редких случаях для более мощных трансформаторов — в три слоя.

Число витков в одном слое:

для однослойной обмотки

$$w_{сл1} = w_1; \tag{6.4}$$

для двухслойной обмотки

$$w_{сл1} = w_1/2. \tag{6.4а}$$

Ориентировочный осевой размер витка, м,

$$h_{в1} = l_1/(w_{сл1} + 1). \tag{6.5}$$

Ориентировочное сечение витка, мм²,

$$\Pi_1' = I_1/(J_{ср} \cdot 10^{-6}), \tag{6.6}$$

где $J_{ср}$ — предварительное значение по (5.4) или (5.5).

К полученным значениям Π_1' и $h_{в1}$ по сортаменту обмоточного провода для трансформаторов (см. табл. 5.2 или 5.3) подбираются подходящие провода с соблюдением следующих правил:

а) число параллельных проводов $n_{в1}$ не более 4—6 при намотке плашмя и не более 6—8 при намотке на ребро;

б) все провода имеют одинаковые размеры поперечного сечения;

в) радиальные размеры всех параллельных проводов витка равны между собой;

г) радиальные размеры проводов не выходят за предельные размеры, найденные по формулам, кривым или

таблицам § 5.7 по предельному q (обычно для масляных трансформаторов $q \leqslant 1200$ Вт/м^2 и в редких случаях $q \leqslant 1400$ Вт/м^2) или по допустимым добавочным потерям (обычно не более 5 %, см. табл. 5.9). В сухих трансформаторах следует принимать $q \leqslant 280$ Вт/м^2 при классе нагревостойкости изоляции А и 320 Вт/м^2 при классе В;

д) при намотке на ребро отношение радиального размера провода к осевому его размеру не менее 1,3 и не более 3;

е) расчетная высота обмотки $(w_{сл}+1)h_{в1}$ на 5—15 мм меньше l.

Подобранные размеры провода, мм, записываются так:

$$\text{Число параллельных проводов} \times \frac{\text{Размеры провода без изоляции}}{\text{Размеры провода с изоляцией}},$$

или

$$n_{в1} \times \frac{a \times b}{a' \times b'}.$$

Полное сечение витка из $n_{в1}$ параллельных проводов, м^2, определяется по формуле

$$П_1 = n_{в1} П_1'' \cdot 10^{-6}, \qquad (6.7)$$

где $П_1''$ — сечение одного провода, мм^2.

Полученная плотность тока, А/м^2,

$$J_1 = I_1/П_1. \qquad (6.8)$$

Осевой размер витка, м, определяется по рис. 6.2

$$h_{в1} = n_{в1} b' \cdot 10^{-3}.$$

Осевой размер обмотки, м,

$$l_1 = h_{в1}(w_{сл} + 1) + (0{,}005 \div 0{,}015). \qquad (6.9)$$

Радиальный размер обмотки (обозначения по рис. 6.2 и 6.3), м:

однослойной

$$a_1 = a' \cdot 10^{-3}; \qquad (6.10)$$

двухслойной

$$a_1 = (2a' + a_{11}) \cdot 10^{-3}. \qquad (6.11)$$

Радиальный размер канала a_{11} при $U_1 \leqslant 1$ кВ выбирается по условиям изоляции не менее 4 мм и проверяется по условиям отвода тепла по табл. 9.2. Если действительный радиальный размер провода a равен или меньше половины предельного размера, найденного по предельному зна-

чению q (см. выше), то канал между слоями может быть заменен жесткой междуслойной изоляцией — двумя слоями электризоляционного картона по 0,5 мм. В этом случае в (6.11) вместо размера канала подставляется толщина междуслойной изоляции 1 мм.

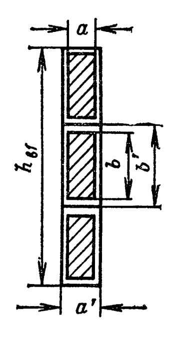


Рис. 6.2. Определение высоты витка

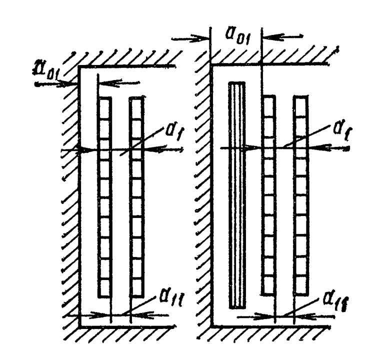


Рис. 6.3. К определению радиальных размеров обмотки

В сухих трансформаторах ширину воздушного канала между двумя слоями обмотки следует принимать по табл. 9.2б.

При напряжениях более высоких, чем 1 кВ, цилиндрическая обмотка применяется редко. Междуслойная изоляция при этом определяется согласно § 4.5.

Внутренний диаметр обмотки, м,

$$D_1' = d + 2a_{01} \cdot 10^{-3}. \tag{6.12}$$

Наружный диаметр обмотки, м,

$$D_1'' = D_1' + 2a_1. \tag{6.13}$$

Ширина a_{01} канала между обмоткой НН и стержнем определяется из условий изоляции обмотки и способа прессовки стержня согласно § 4.5 и 4.6. Однослойная обмотка и двухслойная без охлаждающего канала между слоями имеют две охлаждаемые поверхности. Полная охлаждаемая поверхность обмотки НН, м², для всего трансформатора в этом случае

$$П_{01} = ck_3\pi \left(D_1' + D_1''\right) l_1. \tag{6.14}$$

Двухслойная обмотка с каналом между слоями ширы-

ной не менее, чем указано в табл. 9.2, имеет четыре охлаждаемые поверхности

$$\Pi_{01} = 2ck_з \pi \left(D_1' + D_1''\right) l_1, \qquad (6.15)$$

где c — число активных (несущих обмотки) стержней.

Коэффициент $k_з$ учитывает закрытие части поверхности обмотки рейками и другими изоляционными деталями. При предварительном расчете может быть принято $k_з = 0{,}75$.

После определения потерь короткого замыкания для обмотки НН (см. § 7.1) следует найти плотность теплового потока, Вт/м², на поверхности обмотки

$$q_1 = P_{осн} k_{д1} / \Pi_{01} \qquad (6.16)$$

или по (7.17) или (7.17а).

Полученное значение q во избежание чрезмерного повышения температуры обмотки необходимо выдерживать в пределах, указанных в § 5.7.

Цилиндрическая обмотка из прямоугольного провода для стороны НН может быть намотана и в три-четыре слоя. Расчет такой обмотки проводится также по (6.1) — (6.16) с учетом действительного числа слоев и внесения соответствующих поправок в (6.4), (6.11) и (6.15).

2. **Расчет винтовой обмотки (рис. 6.4).** Выбор одноходовой или двухходовой (многоходовой) обмотки зависит от осевого размера (высоты) одного витка, м, ориентировочно определяемого по формулам:

для одноходовой обмотки

$$h_{в1} \approx l_1/(w_1 + 4) - h_{к1}; \qquad (6.17)$$

для двухходовой обмотки с равномерно распределенной транспозицией

$$h_{в1} \approx l_1/(w_1 + 1) - h_{к1}, \qquad (6.18)$$

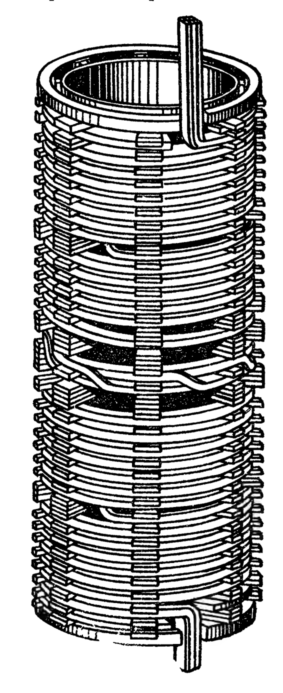


Рис. 6.4. Одноходовая винтовая параллельная обмотка с тремя транспозициями

где $h_{к1}$ — осевой размер масляного охлаждающего канала между витками. Ориентировочно значение $h_{к1}$ может быть принято равным $h_{к1} \approx 0{,}1 a_1$, но не менее 0,004 м (4 мм), где a_1 — радиальный размер обмотки НН, приближенно определенный по (3.71).

Максимальный возможный осевой размер витка одноходовой обмотки равен максимальному размеру обмоточного провода в изоляции, т. е. не может превышать 16,5 мм для медного и 18,5 мм для алюминиевого провода. Поэтому при получении по (6.17) $h_{в1} \leqslant 0{,}0165$ м (16,5 мм) для медного провода и $h_{в1} \leqslant 0{,}0185$ м (18,5 мм) для алюминиевого следует применять одноходовую обмотку. При получении по этой формуле $0{,}035 \div 0{,}045 \geqslant h_{в1} \geqslant 0{,}0155 \div 0{,}0185$ м (т. е. $35 \div 45 \geqslant h_{в1} \geqslant 15{,}5 \div 18{,}5$ мм) по аналогичным соображениям может быть применена двухходовая обмотка. Более точное определение $h_{в1}$ в этом случае дает формула (6.18). В сравнительно редких случаях, например для трехфазного трансформатора мощностью 1600 кВ·А при напряжении НН 400 В и токе обмотки фазы НН 2309 А, может быть применена четырехходовая обмотка.

Ориентировочное сечение витка $П_1$ находится по (6.6).

После определения числа ходов обмотки следует проверить полученный осевой размер витка $h_{в1}$ по допустимой плотности теплового потока на поверхности обмотки q по (5.6) или (5.7) или графикам рис. 5.34. Если найденный осевой размер витка $h_{в1}$ составляет не более половины b, найденного по этим формулам или графикам, то в одноходовой обмотке можно сделать радиальные каналы через два витка. В двухходовой обмотке масляный канал между двумя группами проводов витка можно заменить прокладкой с толщиной $2 \times 0{,}5$ мм, если $h_{в1} - h_{к1} \leqslant b$.

В том случае, когда плотность тока в медном проводе обмотки не превышает $2{,}2 \cdot 10^6 \div 2{,}5 \cdot 10^6$ А/м^2 и в алюминиевом $1{,}4 \cdot 10^6 \div 1{,}8 \cdot 10^6$ А/м^2, возможно применение винтовой обмотки без радиальных каналов с плотным прилеганием витков. Высота одного витка такой обмотки может быть найдена по (6.17) или (6.18) при $h_{к1} = 0$.

Если по (6.17) $h_{в1} \leqslant 0{,}0155$ м (15,5 мм) для медного или $h_{в1} \leqslant 0{,}0185$ м (18,5 мм) для алюминиевого провода, то возможна одноходовая обмотка. При получении по (6.18) $0{,}031 \div 0{,}037 \geqslant h_{в1} \geqslant 0{,}0155 \div 0{,}0185$ м $(31 \div 37 \geqslant h_{в1} \geqslant 15{,}5 \div 18{,}5$ мм) следует принять двухходовую конструкцию.

Возможность применения этой обмотки определяется по § 5.7. По (5.6) или (5.7) находится общий предельный радиальный размер металла проводов b при $q=1200\div1400$ Вт/м^2 и $k_з=0{,}8$. Число и радиальные размеры проводов витка (половины витка в двухходовой обмотке) должны быть выбраны так, чтобы сумма их радиальных размеров не была больше $b\cdot10^3$, мм, а радиальный размер каждого провода, мм, не превосходил значение, найденное по табл. 5.9 при выбранном числе проводов и принятом уровне добавочных потерь.

В этом случае, когда радиальный размер одноходовой обмотки без радиальных каналов оказывается существенно больше размера b, найденного по допустимому q, возможно применение двухходовой двухслойной винтовой обмотки с последовательным соединением слоев и осевым масляным каналом между слоями шириной около $0{,}01l$. При относительно большом числе витков возможно также применение одноходовой двухслойной обмотки.

После окончательного выбора конструкции обмотки к полученным ориентировочным значениям $П'_1\cdot10^{-6}$ и $h_{в1}\times\times10^{-3}$ по сортаменту обмоточного провода (табл. 5.2 и 5.3) подбираются подходящие сечения провода с соблюдением следующих требований:

1) минимальное число параллельных проводов в одноходовой обмотке четыре, в двухходовой — восемь;

2) все параллельные провода имеют одинаковые размеры и площадь поперечного сечения;

3) в обмотке с радиальными каналами больший размер провода не выходит за предельный размер, найденный по (5.6) или (5.7) или по графикам рис. 5.38 по предельно допустимому значению q;

4) в обмотке без радиальных каналов радиальный размер и число проводов в радиальном направлении выбраны с учетом допустимого значения q и допустимого уровня добавочных потерь;

5) расчетная высота обмотки при выбранных размерах проводов и радиальных каналов равна предварительно рассчитанному значению.

Подобранные размеры проводов, мм, записываются так:

$$\text{Число параллельных проводов} \times \frac{\text{Размеры провода без изоляции}}{\text{Размеры провода в изоляции}},$$

или $n_{в1}\times\dfrac{a\cdot b}{a'\cdot b'}$.

Полное сечение витка, м²,

$$П_1 = n_{в1} П_1'' \cdot 10^{-6}, \qquad (6.19)$$

где $П_1''$ — сечение одного провода, мм², по табл. 5.2 и 5.3.

Плотность тока, А/м²,

$$J = I_1/П_1. \qquad (6.20)$$

Осевой размер витка $h_{в1}$ и радиальный размер обмотки для одно- и двухходовой обмоток определяются по рис. 6.5.

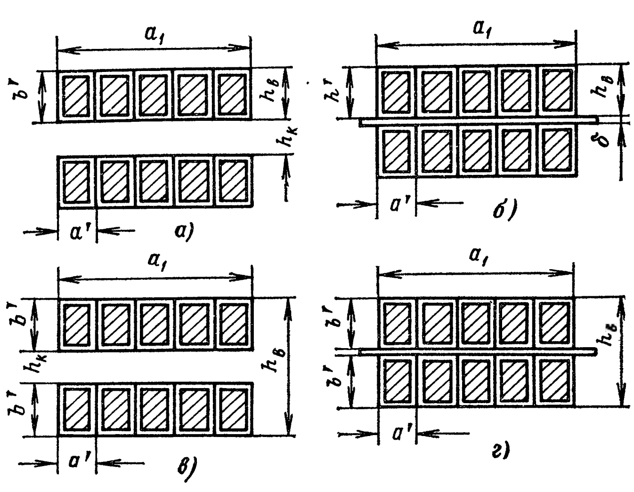


Рис. 6.5. Определение осевого размера витка и радиального размера для винтовой обмотки

Осевой размер (высота) обмотки, опрессованной после сушки трансформатора, l_1, м, определяется по следующим формулам:

для одноходовой обмотки (рис. 6.5, *а*) с тремя транспозициями

$$l_1 = b' \cdot 10^{-3}(w_1 + 4) + kh_к(w_1 + 3) \cdot 10^{-3}; \qquad (6.21)$$

для одноходовой обмотки с каналами через два витка (рис. 6.5, *б*) и с тремя транспозициями

$$l_1 = b' \cdot 10^{-3}(w_1 + 4) + k\left[h_к\left(\frac{w_1}{2} + 2\right) + \delta \frac{w_1}{2} 10^{-3}\right], \qquad (6.22)$$

где δ — толщина прокладки между сдвоенными витками, обычно равна 1—1,5 мм;

для двухходовой обмотки с равномерно распределенной транспозицией по рис. 6.5, *в*

$$l_1 = 2b' \cdot 10^{-3} (w_1 + 1) + kh_к (2w_1 + 1) \cdot 10^{-3}; \qquad (6.23)$$

для двухходовой обмотки без канала между двумя группами проводов по рис. 6.5, *г*

$$l_1 = 2b' \cdot 10^{-3} (w_1 + 1) + k [h_к w_1 + \delta (w_1 + 1) \cdot 10^{-3}]. \qquad (6.24)$$

Коэффициент k в (6.21)—(6.24) учитывает усадку междукатушечных прокладок после сушки и опрессовки обмотки и может быть принят 0,94—0,96.

Осевой размер обмотки без радиальных каналов, одноходовой и двухходовой, может быть найден по формуле (6.21) или (6.23) при $h_к = 0$.

Радиальный размер обмотки a_1', мм, определяется по рис. 6.5.

Внутренний диаметр обмотки, м,

$$D_1' = d + 2a_{01} \cdot 10^{-3}, \qquad (6.25)$$

где a_{01}, мм, по табл. 4.4.

Наружный диаметр обмотки, м,

$$D_1'' = D_1' + 2a_1' \cdot 10^{-3}. \qquad (6.26)$$

Ширина a_{01} канала между обмоткой НН и стержнем определяется из условий изоляции обмотки и способа прессовки стержня согласно § 4.5 и 4.6. После определения потерь короткого замыкания (см. § 7.1) следует найти плотность теплового потока на поверхности обмотки q по (7.19)—(7.19в) для обмотки с радиальными каналами или по (7.17) или (7.17а) для обмотки без радиальных каналов и сравнить полученное q с допустимыми значениями.

Расположение транспозиций по длине обмотки определяется числом витков, которые следует отсчитать при ее намотке от начала до середины каждой транспозиции. В обмотке с сосредоточенной транспозицией групповые транспозиции размещаются на $^1/_4 w_1$ и $^3/_4 w_1$ от начала обмотки, общая транспозиция располагается на $^2/_4 w_1$. В двухходовых обмотках с равномерно распределенной транспозицией общее число транспозиций принимается равным числу параллельных проводов $n_{в1}$ или $2n_{в1}$. Первая транспозиция располагается соответственно на расстоянии $w_1/(2n_{в1})$ или $w_1/4n_{в1}$ витков от начала намотки, а все последующие на интервалах $w_1/n_{в1}$ или $w_1(2n_{в1})$ витков между соседними транспозициями. Интервалы, на которых располагаются

транспозиции, могут быть выражены целым числом витков, простой или смешанной дробью. Для удобства отсчета интервалов в процессе намотки обмотки знаменателем дроби должно быть число реек по окружности обмотки. Транспозиции в винтовой обмотке без радиальных каналов рассчитываются так же, как и в обмотке с каналами. В одноходовой двухслойной обмотке не менее трех транспозиций должны быть сделаны в каждом слое.

6.2. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ОБМОТОК ВН

При выборе типа обмотки ВН следует учитывать необходимость выполнения в обмотке ответвлений для регулирования напряжения. В ГОСТ 16110-82 предусмотрены два вида регулирования напряжения силового трансформатора: а) регулирование напряжения переключением ответвлений обмотки без возбуждения (ПБВ) после отключения всех обмоток трансформатора от сети; б) регулирование напряжения без перерыва нагрузки (РПН) и без отключения обмоток трансформатора от сети.

а) В масляных трансформаторах мощностью от 25 до 200 000 кВ·А с ПБВ, ГОСТ 12022-76, 11920-85 и 12965-85, предусмотрено выполнение в обмотках ВН (и СН) четырех ответвлений на +5; +2,5; —2,5 и —5 % номинального напряжения помимо основного зажима с номинальным напряжением. Повышающие трансформаторы, например трансформатор 250 000 кВ·А класса напряжения 110 кВ, могут вообще не иметь ответвлений. Переключение ответвлений обмоток должно производиться специальными переключателями, встроенными в трансформатор, с выведенными из бака рукоятками управления.

Часто применяемые схемы размещения регулировочных ответвлений в трансформаторах с ПБВ показаны на рис. 6.6. В трехобмоточных трансформаторах регулирование напряжения может быть предусмотрено также и на обмотке СН.

б) В сухих трансформаторах применяется регулирование напряжения ВН на $\pm 2\times 2{,}5$ % по схеме рис. 6.6, *г*. Регулировочные ответвления выводятся на доску зажимов, и пересоединение с одной ступени на другую осуществляется при отключении всех обмоток трансформатора от сети перестановкой контактной пластины, зажимаемой под гайки контактных шпилек.

На рис. 6.6 показаны наиболее употребительные схемы

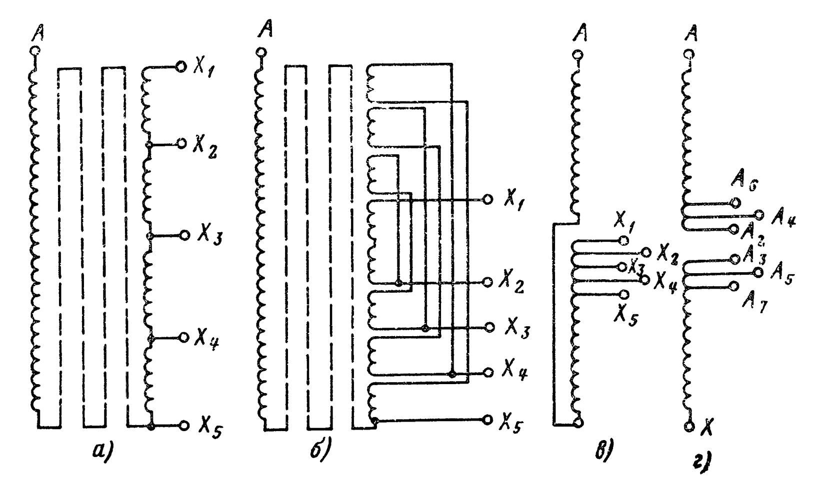


Рис. 6.6. Различные схемы выполнения ответвлений в обмотке ВН при регулировании напряжения без возбуждения ПБВ

выполнения регулировочных ответвлений в обмотке одной фазы высшего или среднего напряжения трансформаторов и стандартные обозначения начал, концов и ответвлений обмоток ВН. Схемы регулирования напряжения вблизи нулевой точки при соединении обмотки в звезду по рис. 6.6, *а* — *в* допускают применение наиболее простого и дешевого переключателя — одного на три фазы трансформатора. В этих схемах рабочее напряжение между отдельными частями переключателя не превышает 10 % линейного напряжения трансформатора. В схеме рис. 6.6, *г* часто применяют отдельные переключатели для обмотки каждой фазы трансформатора. Выполнение одного трехфазного переключателя по схеме рис. 6.6, *г* представляет некоторые трудности, так как рабочее напряжение между отдельными его частями может достигать 50 % номинального напряжения обмотки, однако и такие переключатели находят широкое применение.

Схема рис. 6.6, *а* для регулирования напряжения при многослойной цилиндрической обмотке применяется в трансформаторах мощностью до 160 кВ·А. В трансформаторах мощностью от 250 кВ·А и выше механические силы, действующие на отдельные витки при коротком замыкании трансформатора (см. § 7.3), могут быть опасными и

регулировочные витки обмотки ВН, обычно располагаемые в ее наружном слое, рекомендуется размещать симметрично относительно середины высоты обмотки, например по схеме рис. 6.6, *б*. Намотка регулировочных витков производится тем же проводом и с тем же направлением намотки, что и основных витков обмотки.

По схеме рис. 6.6, *в* может выполняться регулирование напряжения при многослойной цилиндрической катушечной и непрерывной катушечной обмотке при номинальном напряжении до 38,5 кВ. При этом одна половина обмотки мотается правой, а другая левой намоткой. Схема рис. 6.6, *г* может применяться для тех же обмоток, что и схема рис. 6.6, *в*, при номинальном напряжении от 3 до 220 кВ.

При соединении обмотки ВН в треугольник задача расположения регулировочных витков усложняется. В схемах регулирования рис. 6.6, *а* и *б* регулировочные витки каждой обмотки фазы присоединяются к линейному зажиму соседней фазы и рабочее напряжение между контактами различных фаз на переключателе достигает 100 % номинального напряжения обмотки. Для многослойных цилиндрических обмоток это неизбежно. Непрерывная катушечная обмотка при соединении в треугольник с расположением регулировочных витков по схеме рис. 6.6, *г* допускает применение переключателей тех же типов, что и при соединении в звезду. Схема рис. 6.6, *в* при соединении обмотки в треугольник не применяется.

При регулировании напряжения по схеме на рис. 6.6, *в* и *г* в месте разрыва обмотки в середине ее высоты образуется изоляционный промежуток в виде горизонтального радиального масляного канала. Иногда этот канал заполняется набором шайб, изготовленных из электроизоляционного картона. Размер этого промежутка по схеме рис. 6.6, *в* определяется половиной напряжения фазы обмотки, а при схеме по рис. 6.6, *г* — примерно 0,1 напряжения фазы. Увеличение этого промежутка нежелательно, так как приводит к существенному увеличению осевых механических сил в обмотках при коротком замыкании, возрастающих также и с ростом мощности трансформатора. Именно это обстоятельство ограничивает применение схемы рис. 6.6, *в* напряжением не свыше 38,5 кВ и мощностью не более 1000 кВ·А. Размер изоляционного промежутка в месте разрыва обмотки и его заполнение определяются в соответствии с указаниями § 4.5.

Регулировочные ответвления на обмотках ВН (или СН) служат обычно для поддержания напряжения у потребителей электрической энергии на одном уровне при колебаниях нагрузки. В меньшей мере регулировочными ответвлениями пользуются для какого-либо произвольного изменения вторичного напряжения. У понижающих трансформаторов при необходимости повысить или понизить напряжение на вторичной стороне НН следует на первичной стороне ВН переходить соответственно на меньшее или большее число витков. У повышающих трансформаторов переходят на большее или меньшее число витков обмотки ВН в соответствии с необходимостью повысить или понизить напряжение на вторичной стороне ВН. Поддержание стабильного напряжения при постоянно изменяющейся нагрузке при необходимости перерыва нагрузки и ручном управлении переключателями чрезвычайно затруднительно, так как требует много времени и не может быть автоматизировано.

Для повышения гибкости и удобства управления крупными электрическими сетями и системами большое значение имеет возможность регулирования напряжения трансформаторов без перерыва нагрузки и отключения трансформатора от сети при дистанционном ручном или автоматическом управлении, т. е. регулирование под нагрузкой. В соответствии с потребностью в трансформаторах РПН ГОСТ предусмотрен их выпуск наряду с трансформаторами ПБВ и трансформаторами без регулирования напряжения.

Трансформаторы мощностью 400 и 630 кВ·А классов напряжения 10 и 35 кВ могут выпускаться с устройствами РПН по согласованию между потребителем и изготовителем. Для других трансформаторов устанавливаются следующие пределы регулирования:

Двухобмоточные трансформаторы	
1000—6300 кВ·А, 20 и 35 кВ	±6× 1,50 = ± 9 %
2500 кВ·А, 110 кВ, РПН на стороне НН	+10 × 1,50 = 15 % —8×1,50= — 12 %
6300—125 000 кВ·А, 110 кВ	±9×1,67= ± 16 %
Трехобмоточные трансформаторы	
6300 кВ·А, 35 кВ	±6× 1.50 = ± 9 %
10 000—16 000 кВ·А, 35 кВ	± 8 × 1,50 = 12 %
6300—80 000 кВ·А, 110 кВ	± 9 × 1,67 = 16 %

Наиболее употребительные схемы для регулирования напряжения под нагрузкой показаны на рис. 6.7. Трансформаторы с напряжением ВН 10 кВ мощностью до 6300 кВ·А и 35 кВ до 16 000 кВ·А могут выполняться с РПН по схеме рис. 6.7, *а*. Аппаратура РПН в обмотках клас-

са напряжения 110 кВ имеет класс напряжения 35 кВ и встраивается в нейтраль этих обмоток (рис. 6.7, *б*). Нейтраль должна быть заземлена наглухо. Схема устройства по рис. 6.7, *в* обычно применяется при регулировании напряжения на линейном конце обмотки. Не исключено ее использование при регулировании в нейтрали.

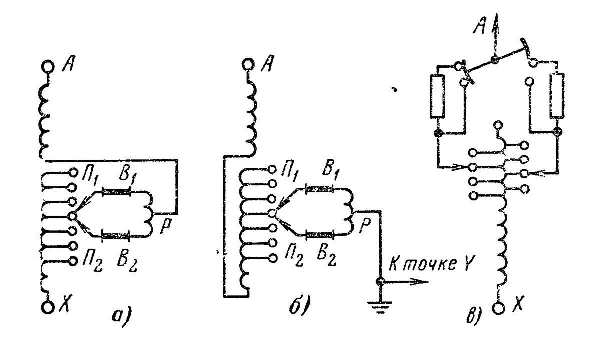


Рис. 6.7. Схемы регулирования напряжения под нагрузкой при различных классах напряжения обмотки:
а — до 35 кВ; *б* — 110 кВ; *в* — 110 кВ и выше

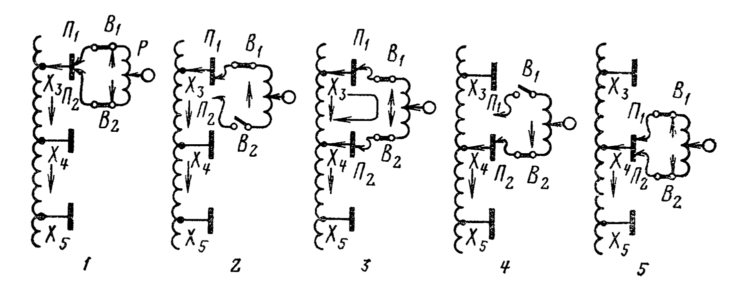


Рис. 6.8. Схема устройства переключения под нагрузкой с токоограничивающим реактором и последовательность операций при переходе с одной ступени на другую

На рис. 6.8 показаны схема переключающего устройства и порядок перехода с одной ступени напряжения — ответвления X_3 — на другую X_4 без перерыва рабочего тока.

Устройство по рис. 6.7, *а* может быть сделано для класса напряжения не более 35 кВ. Это устройство при регулировании напряжения у нейтрали по рис. 6.7, *б* может применяться также в обмотке классов напряжения 110 и 220 кВ. Для регулирования напряжения у линейного конца обмотки, что особенно важно для автотрансформаторов, может быть использовано быстродействующее устройство по рис. 6.7, *в*. Ток

короткого замыкания участка обмотки между соседними ответвлениями при переходе с одной ступени на другую в устройствах по рис. 6.7, *а* и *б* ограничивается реактором, по рис. 6.7, *в* — резисторами. Время протекания ограниченного тока короткого замыкания в схеме рис. 6.7, *а* и *б* составляет около 1 с, в схеме рис. 6.7, *в* измеряется сотыми долями секунды. Общее время перехода с одной ступени на соседнюю в том и другом случае около 3 с.

В трансформаторах класса напряжения до 35 кВ включительно при мощностях до 6300 кВ·А возможно применение несколько упрощенной схемы рис. 6.7, *а*, но без выключателей B_1 и B_2. В этом случае переход с одной ступени на другую совершается в два приема: с положения *1* на положение *3* и затем на *5* по рис. 6.8. При этой схеме переключатели $П_1$ и $П_2$ должны располагаться в отдельном баке, масло которого не сообщается с маслом в баке трансформатора.

При регулировании напряжения на катушечных обмотках ВН, даже при переключении без возбуждения с регулированием в пределах ±5 %, во время работы трансформатора на низшей ступени напряжения 10 % витков обмотки ВН отключаются и в этой части обмотки возникает небаланс токов ВН и НН. Вследствие этого существенно возрастают поперечная составляющая поля рассеяния и осевые механические силы при коротком замыкании трансформатора. В значительно большей степени на осевых силах сказывается отключение части витков обмотки ВН при регулировании без перерыва нагрузки в пределах ±(12—16) %.

Для повышения динамической стойкости обмоток при коротком замыкании обычно принимаются меры, направленные на уменьшение осевых сил и усиление конструкции обмоток в механическом отношении. Для уменьшения осевых сил в трансформаторах с ПБВ рекомендуется в обмотке НН на участках, находящихся на одном уровне с регулировочной частью обмотки ВН, т. е. обычно в середине высоты обмотки, делать разгон витков на половину высоты зоны регулирования.

В трансформаторах РПН регулировочную обмотку, т. е. часть обмотки ВН (СН), имеющую ответвления, переключаемые при регулировании напряжения, рекомендуется выполнять в форме цилиндра, расположенного концентрически с основной частью обмотки снаружи ее и имеющего ту же высоту. Витки, создающие напряжение каждой ступени от 1,25 до 1,67 % номинального напряжения, располагаются в один слой равномерно по всей высоте обмотки. Поэтому включение или отключение одной или нескольких ступеней не создает небаланса токов на отдельных участках обмоток ВН и НН. Выполнение регулировочной обмотки возможно в виде винтовой или многослойной цилиндрической, где каждый провод или слой образует одну ступень.

Возможна различная компоновка отдельных частей регулировочной обмотки. На рис. 6.9, *а* показана схема простой регулировочной обмотки. Схема позволяет регулировать напряжение шестью ступенями обмотки

тонкого регулирования *3*, включаемыми последовательно с основной частью обмотки *1*. На рис. 6.9, *б* представлена схема регулировочной обмотки, состоящей из двух частей — обмотки грубого регулирования *2*, рассчитанной на сумму напряжений нескольких ступеней (обычно на половину общего числа ступеней), и обмотки тонкого регулирования *3*,

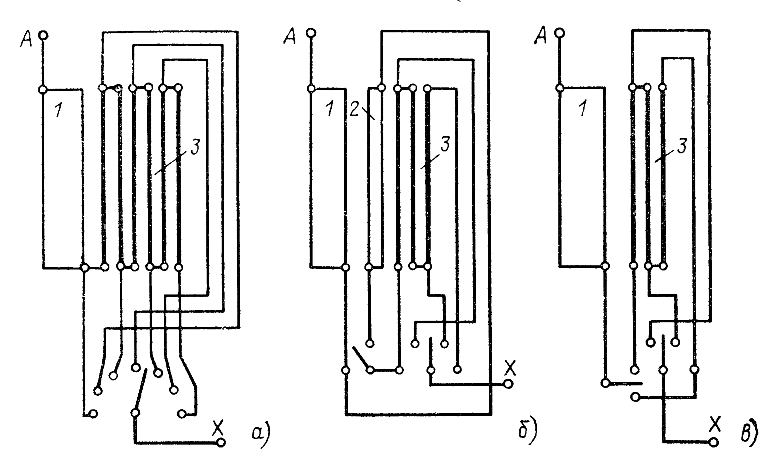


Рис. 6.9. Схемы расположения основной и регулировочной частей обмотки ВН в трансформаторах с РПН:

1 — основная обмотка; *2* — обмотка грубого регулирования; *3* — обмотка тонкого регулирования

имеющей раздельные ступени. Регулирование напряжения осуществляется путем включения двух этих обмоток или только обмотки тонкого регулирования при различных положениях переключателей.

Схема обмотки рис. 6.9, *в* позволяет выполнить регулировочную обмотку с половинным числом ступеней и реверсированием ее включения обеспечить регулирование напряжения в полном диапазоне.

При всех трех схемах число витков обмотки ВН (СН) остается одинаковым и преимущества по расходу обмоточного провода ни одна из них не имеет. В схемах рис. 6.9, *б* и *в* несколько упрощается изготовление обмотки тонкого регулирования, но при схеме рис. 6.9, *в* увеличиваются потери при работе на нижних ступенях.

Усиление механической прочности обмоток достигается установкой в ярмовой изоляции опорных колец, склеенных из картонных шайб, прошивкой междукатушечных прокладок снаружи обмоток картонными рейками, прессовкой обмоток в осевом направлении нажимными кольцами и некоторыми технологическими операциями — предварительной опрессовкой картонных деталей обмотки, опрессовкой обмоток во время и после сушки и др.

Применение широкого регулирования напряжения, существенно усложняя и удорожая трансформатор (усложнение обмоток, аппаратура регулирования и т. д.), приводит к увеличению расхода металла обмоток, а также размеров и массы магнитной системы.

6.3. РАСЧЕТ ОБМОТОК ВН

Расчет обмоток ВН начинается с определения числа витков, необходимого для получения номинального напряжения, для напряжений всех ответвлений. Число витков при номинальном напряжении определяется по формуле

$$w_{н2} = w_1 \frac{U_{ф2}}{U_{ф1}} . \qquad (6.27)$$

Число витков на одной ступени регулирования напряжения при соединении обмотки ВН в звезду

$$w_р = \Delta U/(u_в \sqrt{3}), \qquad (6.28)$$

где ΔU — напряжение на одной ступени регулирования обмотки или разность напряжений двух соседних ответвлений, В; $u_в$ — напряжение одного витка обмотки, В.

Обычно ступени регулирования напряжения выполняются равными между собой, чем обусловливается также и равенство числа витков на ступенях. В этом случае число витков обмотки на ответвлениях:

При двух ступенях:

верхняя ступень напряжения .... $w_2 = w_{н2} + w_р$; (6.29)

при номинальном напряжении: $w_{н2}$;

нижняя ступень напряжения .... $w_{н2} - w_р$ (6.30)

На четырех ступенях:

верхние ступени напряжения .... $w_2 = w_{н2} + 2w_р$, $w_{н2} + w_р$; (6.31)

при номинальном напряжении: $w_{н2}$

нижние ступени напряжения .... $w_{н2} - w_р$, $w_{н2} - 2w_р$. (6.32)

Для трехфазного трансформатора или однофазного с параллельным соединением обмоток двух стержней найденное число витков $w_{н2} + w_р$ или $w_{н2} + 2w_р$ является числом витков на один стержень. В однофазном трансформаторе с последовательным соединением обмоток двух стержней на одном стержне располагается половина этого числа витков.

Осевой размер обмотки ВН l_2 принимается равным ранее определенному осевому размеру обмотки НН l_1.

Плотность тока, А/м², в обмотке ВН предварительно определяется по формуле

$$J_2 \approx 2J_{\text{ср}} - J_1. \quad (6.33)$$

В тех случаях, когда потери короткого замыкания $P_{\text{к}}$ не заданы, для выбора плотности тока можно руководствоваться табл. 5.7.

Сечение витка обмотки ВН, мм², предварительно определяется по формуле

$$\Pi'_2 = I_2/(J_2 \cdot 10^{-6}). \quad (6.34)$$

После того как обмотка ВН рассчитана и размещена на стержне, для предварительной оценки ее нагрева определяется плотность теплового потока на ее охлаждаемой поверхности, Вт/м², по формуле

$$q_2 = \frac{P_{\text{осн}2}}{\Pi_{\text{о}2}} k_{\text{д}2}, \quad (6.35)$$

или по (7.19)—(7.19в). Полученное q не должно быть более допустимого по § 5.7.

Расчет многослойной цилиндрической обмотки из круглого провода (рис. 6.10)

Ориентировочное сечение витка Π'_2 определяется по (6.34). По этому сечению и сортаменту обмоточного провода для трансформаторов (см. табл. 5.1) подбирается провод подходящего сечения или в редких случаях два параллельных одинаковых провода с диаметрами провода без изоляции d_2 и провода в изоляции d'_2, мм. Подобранные размеры провода записываются так:

$$\text{Марка провода} \times n_{\text{в}2} \times \frac{d_2}{d'_2}, \text{ мм},$$

где $n_{\text{в}2}$ — число параллельных проводов.

Полное сечение витка, м²,

$$\Pi_2 = n_{\text{в}2} \Pi''_2 \cdot 10^{-6}, \quad (6.36)$$

где Π''_2 — сечение одного провода, мм².

Полученная плотность тока, А/м²,

$$J_2 = I_2/\Pi_2. \quad (6.37)$$

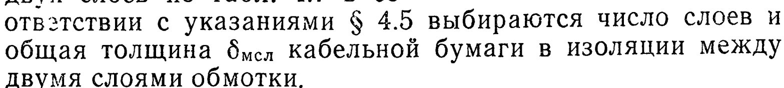


Рис. 6.10. Многослойная цилиндрическая обмотка из провода круглого сечения

Число витков в слое

$$w_{сл2} = l_2 \cdot 10^3/(n_{в2} d'_2) - 1. \quad (6.38)$$

Число слоев в обмотке

$$n_{сл2} = w_2/w_{сл2} \quad (6.39)$$

($n_{сл2}$ округляется до ближайшего большего числа).

Рабочее напряжение двух слоев, В,

$$U_{мсл} = 2 w_{сл2} u_в. \quad (6.40)$$

По рабочему напряжению двух слоев по табл. 4.7 в соответствии с указаниями § 4.5 выбираются число слоев и общая толщина $\delta_{мсл}$ кабельной бумаги в изоляции между двумя слоями обмотки.

В большинстве случаев по условиям охлаждения обмотка каждого стержня выполняется в виде двух концентрических катушек с осевым масляным каналом между ними. Число слоев внутренней катушки при этом должно составлять не более 1/3—2/5 общего числа слоев обмотки. В случае применения этого типа обмотки на стороне НН между двумя цилиндрами числа слоев внутренней и наружной катушек делаются равными.

Минимальная ширина масляного канала между катушками a'_{22} выбирается по табл. 9.2. В трансформаторах мощностью на один стержень не более 3—6 кВ·А возможно применение обмотки, состоящей из одной катушки без осевого канала.

Радиальный размер обмотки, м:

одна катушка без экрана

$$a_2 = [d'_2 n_{сл2} + \delta_{мсл} (n_{сл2} - 1)] \cdot 10^{-3}; \quad (6.41)$$

две катушки без экрана

$$a_2 = [d'_2 n_{сл2} + \delta_{мсл} (n_{сл2} - 1) + a'_{22}] \cdot 10^{-3}. \quad (6.42)$$

В обмотках классов напряжений 20 и 35 кВ под внутренним слоем обмотки устанавливается металлический эк-

ран — незамкнутый цилиндр из алюминиевого листа толщиной 0,5 мм. Экран соединяется электрически с линейным концом обмотки (начало внутреннего слоя) и изолируется от внутреннего слоя обмотки обычно междуслойной изоляцией. Такая же изоляция экрана устанавливается со стороны масляного канала.

При наличии экрана радиальный размер обмотки определяется по формуле

$$a_{2\text{экр}} = a_2 + [\delta_{\text{экр}} + 2\delta_{\text{мсл}}] \cdot 10^{-3}, \qquad (6.43)$$

где a_2 определяется по (6.41) или (6.42); $\delta_{\text{экр}} = 0{,}5$ мм; $\delta_{\text{мсл}}$ по табл. 4.7.

Для рабочего напряжения 35 кВ можно принять дополнительное увеличение радиального размера обмотки за счет экрана и двух слоев междуслойной изоляции на 3 мм.

Минимальный радиальный размер a'_{12}, мм, осевого канала между обмотками НН и ВН и толщина изоляционного цилиндра выбираются по испытательному напряжению обмотки ВН согласно § 4.5 для масляных и § 4.6 для сухих трансформаторов.

В обмотках с экраном радиальный размер $a_{2\text{экр}}$, определенный по (6.43), принимается в расчет только при определении размеров обмотки. При подсчете ЭДС рассеяния для этих обмоток следует в расчет вводить размер a_2, определенный по (6.41) или (6.42), и соответственно увеличивать расчетную ширину масляного канала между обмотками, т. е. принимать

$$a_{12\text{экр}} = \left(a'_{12} + \delta_{\text{экр}} + 2\delta_{\text{мсл}}\right) \cdot 10^{-3}. \qquad (6.44)$$

Внутренний диаметр обмотки (при наличии экрана — до его внутренней изоляции), м,

$$D'_2 = D''_1 + 2a_{12}. \qquad (6.45)$$

Наружный диаметр обмотки:

без экрана

$$D''_2 = D'_2 + 2a_2; \qquad (6.46)$$

с экраном

$$D''_2 = D'_2 + 2a_{2\text{экр}}. \qquad (6.47)$$

Изоляционное расстояние между наружными обмотками соседних стержней $a_{22} = a''_{22} \cdot 10^{-3}$, где a''_{22}, мм, находится по табл. 4.5 для масляных и по табл. 4.15 для сухих трансформаторов.

Поверхность охлаждения, м^2,

$$П_{о2} = cnk\pi\left(D_2' + D_2''\right) l_2, \qquad (6.48)$$

где c — число стержней магнитной системы.

Для одной катушки, намотанной непосредственно на цилиндр, по рис. 5.22, *а* $n=1,0$; $D_2'=0$; $k=1,0$.

Для одной катушки по рис. 5.22, *б* $n=1,0$; $k=0,88$.

Для двух катушек по рис. 5.22, *г* $n=1,5$; $k=0,83$ и по рис. 5.22, *д* $n=2$; $k=0,8$.

Коэффициент k в (6.48) учитывает закрытие части поверхностей обмотки изоляционными деталями и число внутренних и наружных поверхностей. Для внутренних поверхностей $k=0,75$. Для наружной поверхности при свободном доступе охлаждающего масла $k=1,0$. При применении этого типа обмотки на стороне НН (внутренняя обмотка, рис. 5.22, *в*) в (6.48) надлежит принимать $k=0,75$; $n=2$.

Расчет многослойной цилиндрической обмотки из прямоугольного провода

Этот тип обмотки (рис. 6.11) может применяться в качестве обмотки ВН (в некоторых случаях НН) в масляных трансформаторах классов напряжения 10 и 35 кВ мощностью от 1000 кВ·А и более. После определения l_2, $П_2'$ и J_2 необходимо выбрать один или два-три параллельных провода с общим сечением $П_2'$ так, чтобы плотность теплового потока на охлаждаемой поверхности обмотки q не превысила предельно допустимое значение $q=1200 \div 1400$ Вт/м^2

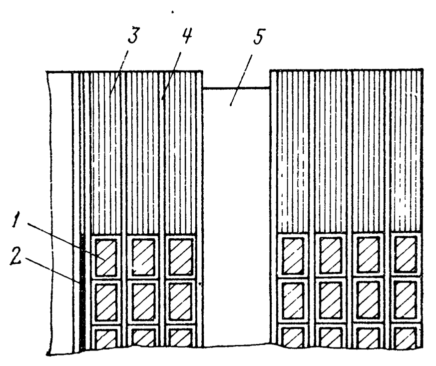


Рис. 6.11. Разрез торцовой части многослойной цилиндрической обмотки из провода прямоугольного сечения:

1 — провод обмотки; *2* — электростатический экран; *3* — бумажно-бакелитовое опорное кольцо слоя; *4* — междуслойная изоляция из кабельной бумаги; *5* — рейка из электроизоляционного картона

и добавочные потери не вышли за принятый уровень (от 5 до 20 %).

Общий суммарный радиальный размер проводов, м, необходимый для получения полного сечения всех витков обмотки, для обмотки ВН

$$b = w_2 \Pi_2/(l_2 k_{oc}), \tag{6.49}$$

где k_{oc} — средний коэффициент, учитывающий изоляцию проводов в осевом направлении обмотки, который может быть принят 0,92 для медного и 0,93 для алюминиевого провода; $\Pi_2 = \Pi_2' \cdot 10^{-6}$. Для обмотки НН в (6.49) подставляется число витков w_1.

Если найденный суммарный размер b окажется больше размера, допустимого по плотности теплового потока по (5.6) или (5.7), то обмотку следует разделить на две или три концентрические катушки так, чтобы у каждой из них суммарный размер был не больше допустимого. Ширина каждого осевого канала между катушками должна быть равна $0{,}01 l_2$, но не менее 5 мм. При расчете по (5.6) или (5.7) для обмотки ВН следует принимать $k_з = 0{,}8$ и для обмотки НН $k_з = 0{,}75$.

Радиальный размер провода a и число слоев обмотки $n_{сл2}$ должны быть выбраны при помощи табл. 5.9 так, чтобы добавочные потери в обмотке не вышли за принятый уровень. Например, при алюминиевом проводе, добавочных потерях до 5 % и суммарном радиальном размере проводов $b = 0{,}03$ м или 30 мм при числе слоев от одного до шести радиальный размер провода $a = b/n_{сл2}$ будет изменяться от $30/1 = 30$ до $30/6 = 5$ мм. При таком числе слоев и размерах проводов согласно табл. 5.9 получить добавочные потери в пределах до 5 % невозможно. При семи — десяти слоях радиальный размер провода будет изменяться от $30/7 = 4{,}3$ до $30/10 = 3$ мм и добавочные потери в пределах до 5 % возможны. Изменение числа слоев при расчете легко достигается путем варьирования соотношения размеров поперечного сечения провода при заданной его площади.

Реальные сечения проводов подбираются по табл. 5.2 и записываются так:

$$\text{Марка провода} \times \text{Число проводов} \times \frac{\text{Размеры провода без изоляции}}{\text{Размеры провода в изоляции}},$$

или

$$\text{Марка провода} \times n_{в2} \cdot \frac{a \cdot b}{a' \cdot b'}.$$

Полное сечение витка, м²,

$$П_2 = n_{в2} П''_2 \cdot 10^{-6}. \qquad (6.50)$$

Полученная плотность тока, А/м²,

$$J_2 = I_2/П_2. \qquad (6.51)$$

Число витков в слое

$$w_{сл2} = \frac{l_2}{n_{в2}\, b'} 10^3 - 1. \qquad (6.52)$$

Число слоев в обмотке

$$n_{сл2} = w_2/w_{сл2} \qquad (6.53)$$

($n_{сл2}$ округляется до ближайшего большего числа).

Рабочее напряжение двух слоев, В,

$$U_{мсл} = 2w_{сл2}\, u_{в}. \qquad (6.54)$$

По рабочему напряжению двух слоев по табл. 4.7 в соответствии с указаниями § 4.5 выбираются число слоев и общая толщина $\delta_{мсл}$ кабельной бумаги в изоляции между двумя слоями обмотки.

В обмотках классов напряжения 20 и 35 кВ под внутренним слоем обмотки устанавливается металлический экран — незамкнутый цилиндр из листа немагнитного металла толщиной 0,5 мм. Экран соединяется электрически с линейным концом обмотки (начало внутреннего слоя) и изолируется от внутреннего слоя обмотки обычной междуслойной изоляцией. Такая же изоляция экрана устанавливается со стороны масляного канала.

Радиальный размер обмотки без экрана, м,

$$a_2 = [a'\, n_{сл2} + \delta_{мсл}\, (n_{сл2} - 1) + a'_{22}\, n_{к}] \cdot 10^{-3}, \qquad (6.55)$$

где a'_{22} — радиальный размер канала, мм; $n_{к}$ — число осевых каналов.

Радиальный размер обмотки с экраном, м,

$$a_{2экр} = a_2 + 0{,}003, \qquad (6.56)$$

где для классов напряжения 20 и 35 кВ принято увеличение радиального размера обмотки за счет экрана и двух слоев междуслойной изоляции на 0,003 м (3 мм).

Минимальный радиальный размер a_{12} осевого канала между обмотками НН и ВН и толщина изоляционного цилиндра выбираются по испытательному напряжению обмотки ВН и мощности трансформатора согласно § 4.5 для масляных трансформаторов.

В обмотках с экраном радиальный размер $a_{2экр}$, определенный по (6.56), принимается в расчет только при определении размеров обмотки. При расчете ЭДС рассеяния для этих обмоток следует в расчет вводить размер a_2, определенный по (6.56), и соответственно увеличивать ширину масляного канала между обмотками, т. е.

$$a_{12экр} = \left(a'_{12} + 3\right) \cdot 10^{-3}. \qquad (6.57)$$

Внутренний диаметр обмотки (при наличии экрана — до его внутренней изоляции), м,

$$D'_2 = D''_1 + 2a_{12}. \qquad (6.58)$$

Наружный диаметр обмотки, м:
без экрана

$$D''_2 = D'_2 + 2a_2; \qquad (6.59)$$

с экраном

$$D''_2 = D'_2 + 2a_{2экр}. \qquad (6.60)$$

Расстояние между обмотками соседних стержней выбирается согласно указаниям § 4.5.

Схема расположения регулировочных ответвлений принимается по рис. 6.6, *б*.

Поверхность охлаждения, м^2, определяется по формуле

$$П_{о2} = cnk\pi \left(D'_2 + D''_2\right) l_2. \qquad (6.61)$$

Для обмотки ВН из двух катушек $n=2$; $k=0{,}8$. Для такой же обмотки НН $n=2$; $k=0{,}75$.

Расчет непрерывной катушечной обмотки (рис. 6.12)

Ориентировочное сечение витка находится по (6.34). К этому сечению витка по сортаменту обмоточного провода (табл. 5.2) подбираются подходящие сечения прямоугольного провода — одно или два — четыре одинаковых сечения. Больший размер провода b при этом не должен превосходить предельный размер, найденный по допустимому значению по (5.6) или (5.7).

Выбранные размеры записываются так:

$$\text{Марка провода} \times \text{Число параллельных проводов} \times \frac{\text{Размеры провода без изоляции}}{\text{Размеры провода в изоляции}},$$

т. е.

$$\text{Марка провода} \times n_{в2} \cdot \frac{a \cdot b}{a' \cdot b'}.$$

Принятое сечение провода $П''_2$, мм².

Полное сечение витка, м²,

$$П_2 = n_{в2} П''_2 \cdot 10^{-6}.$$

Плотность тока, А/м²,

$$J_2 = I_2/П_2. \tag{6.62}$$

Обычно нужному сечению витка $П'_2$ в сортаменте обмоточного провода соответствует несколько сечений провода с различным соотношением сторон b/a, что дает возможность широкого варьирования при размещении витков в катушке. Для получения более компактной конструкции обмотки рекомендуется выбирать из сортамента более крупные сечения при меньшем числе параллельных проводов и сечения с большим возможным размером b. При этом должны соблюдаться следующие требования:

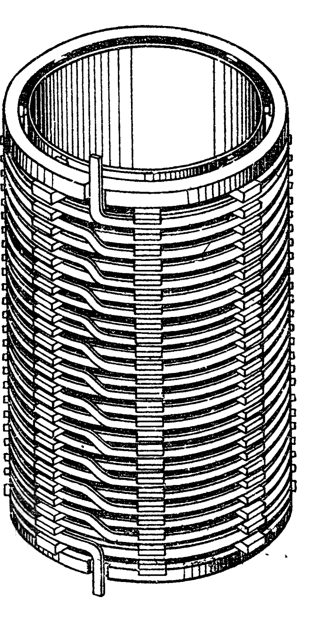


Рис. 6.12. Непрерывная катушечная обмотка

1) общее число катушек должно быть четным, число различных видов катушек не более четырех;

2) рабочее напряжение одной катушки при классе напряжения до 35 кВ не должно превосходить 800—1000 В; при классе напряжения 110 кВ напряжение одной катушки может достигать 1500—1800 В, а при классе 220 кВ — 2500—3000 В;

3) при номинальном напряжении ВН 20, 35 кВ и выше все витки, служащие для регулирования напряжения, и витки с усиленной изоляцией должны быть размещены в отдельных катушках; катушки, содержащие различные числа витков или отличающиеся размерами или изоляцией, при расчете обычно для удобства обозначаются различными буквами;

4) число витков в катушке может быть целым или дробным; в последнем случае знаменателем дроби должно быть число реек по окружности обмотки;

5) общая высота обмотки (осевой размер) l_2 после сушки и опрессовки должна совпадать с высотой обмотки НН l_1.

Высота катушки $h_{кат}$ в этой обмотке равна большему размеру провода в изоляции b'.

Входные витки (катушки) обмотки ВН при ее номинальном напряжении от 20 кВ и выше обычно выполняются с усиленной изоляцией, предотвращающей разряд между витками при воздействии на обмотку импульсных перенапряжений.

Усиленная изоляция выполняется на входных катушках обмотки каждой фазы с двух ее концов. Расчет усиленной изоляции входных витков и катушек производится согласно указаниям § 4.5.

При выборе большего размера поперечного сечения провода без изоляции b его следует проверить по условиям теплоотдачи обмотки. Этот размер не должен быть больше размера, полученного по (5.6) или (5.7) при допустимом значении плотности теплового потока на поверхности обмотки (обычно не более 1200—1400 Вт/м²). Если выбранный размер b составляет не более половины полученного по (5.6) или (5.7), можно радиальные каналы в двойных катушках заменить шайбами (см. § 5.6), сохранив каналы между двойными катушками.

Осевой размер (высота) радиального канала $h_к$ в масляных трансформаторах мощностью от 160 до 6300 кВ·А и рабочих напряжениях не более 35 кВ колеблется от 4 до 6 мм; в сухих трансформаторах — от 10 до 20 мм. В двойных катушках, если в них не делается канал, вместо канала прокладываются шайбы — по две шайбы толщиной 0,5 мм каждая на одну двойную катушку. В трансформаторах большей мощности и при напряжении обмотки 110 и 220 кВ осевой размер канала может быть выбран от 4 до 10—15 мм. Размер канала $h_к$ во всех случаях выбирается по условиям обеспечения электрической прочности изоляции согласно указаниям § 4.5 и проверяется по условиям охлаждения (см. табл. 9.2).

Число катушек на одном стержне ориентировочно определяется по формуле

$$n_{кат2} \approx \frac{l_2 \cdot 10^3}{b' + h_к'}, \tag{6.63}$$

где $h_к'$ — в мм.

Для сдвоенных катушек с шайбами в двойных катушках и с каналами между двойными катушками число катушек

$$n_{\text{кат}2} = \frac{2l_2 \cdot 10^3}{2b' + h''_{\text{к}} + \delta_{\text{ш}}}. \quad (6.64)$$

Число витков в катушке ориентировочно

$$w_{\text{кат}2} \approx w_2 / n_{\text{кат}2}. \quad (6.65)$$

Для обмотки с каналами между всеми катушками, м,

$$l_2 = \{b' n_{\text{кат}2} + k [h'_{\text{к}} (n_{\text{кат}2} - 2) + h'_{\text{кр}}]\} \cdot 10^{-3}. \quad (6.66)$$

Для обмотки с шайбами в двойных и с каналами между двойными катушками

$$l_2 = \left\{b' n_{\text{кат}2} + k \left[h'_{\text{к}} \left(\frac{n_{\text{кат}2}}{2} - 2\right) + h_{\text{кр}} + \frac{n_{\text{кат}2}}{2} \delta_{\text{ш}}\right]\right\} \cdot 10^{-3}. \quad (6.67)$$

Высота канала в месте разрыва обмотки и размещения регулировочных витков $h'_{\text{кр}}$ выбирается по условиям обеспечения электрической прочности изоляции согласно указаниям § 4.5. Коэффициент k, учитывающий усадку изоляции после сушки и опрессовки обмотки, $k = 0{,}94 \div 0{,}96$.

Радиальный размер обмотки, м,

$$a_2 = a' n_{\text{в}2} w_{\text{кат}2} \cdot 10^{-3}, \quad (6.68)$$

где $w_{\text{кат}2}$ — число витков катушки, дополненное до ближайшего большего целого числа; a' — радиальный размер провода, мм.

Внутренний и наружный диаметры, а также плотность теплового потока на поверхности обмотки q определяются соответственно по (6.58), (6.59), (7.19)—(7.19в).

Расстояние между обмотками ВН соседних стержней a_{22} выбирается согласно указаниям § 4.5 или 4.6.

6.4. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА. РАСЧЕТ ОБМОТОК

Трансформатор ТМ-1600/35. Вариант I$_{\text{М}}$ — медные обмотки (продолжение примера расчета § 3.6.)

Расчет обмотки НН (по § 6.1). Число витков обмотки НН $w_1 = U_{\text{ф}1}/u_{\text{в}} = 399/17{,}18 = 23{,}22$. Принимаем $w_1 = 24$ витка. Напряжение одного витка $u_{\text{в}} = 399/24 = 16{,}63$ В.

Средняя плотность тока в обмотках по (5.4)

$$J_{ср}=0,746k_д \frac{P_к u_в}{Sd_{12}} 10^4 = 0,746 \cdot 0,91 \frac{18\,000 \cdot 16,63}{1600 \cdot 0,3645} 10^4 = 3,48 \text{ МА/м}^2.$$

Сечение витка ориентировочно

$$П'_в \approx 1339/(3,48 \cdot 10^6) = 384,8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 = 384,8 \text{ мм}^2.$$

По табл. 5.8 по мощности 1600 кВ·А, току на один стержень 1339 А, номинальному напряжению обмотки 690 В и сечению витка 384,8 мм² выбираем конструкцию винтовой обмотки. Размер радиального канала предварительно $h_к=5$ мм. Согласно § 5.1 число реек по окружности обмотки 12, ширина междувитковых прокладок $b_{пр}=40$ мм.

Ориентировочный осевой размер витка

$$h_{в1} = l/(w_1 + 4) - h_к = 0,635/(24 + 4) - 0,05 = 0,0177 \text{ м} = 17,7 \text{ мм}.$$

Ввиду того что $h_{в1}>15$ мм и по графикам рис. 5.38, *а* при максимальном размере медного провода $b=15$ мм и плотности тока $J=3,50$ МА/м² плотность теплового потока $q=2000$ Вт/м², что при естественном масляном охлаждении не допускается, выбираем двухходовую винтовую обмотку с радиальными каналами в витках и между витками с равномерно распределенной транспозицией.

По полученным ориентировочным значениям $П_1$ и $h_{в1}$ по табл. 5.2 подбираем сечение витка из двенадцати параллельных проводов ПБ $12 \times \frac{4,50 \cdot 7,60}{5,00 \cdot 8,00}$, разделенных на две группы по шесть проводов с каналами по 5 мм между группами витка и между витками (рис. 6.13).

Для частичной компенсации разрыва в обмотке ВН при регулировании напряжения размещаем в середине высоты обмотки НН шесть радиальных каналов по 10 мм.

Полное сечение витка

$$П_1 = 12 \cdot 32,9 = 394,7 \text{ мм}^2 = 394,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Плотность тока

$$J_1 = 1339 \cdot 10^6/394,7 = 3,39 \text{ МА/м}^2.$$

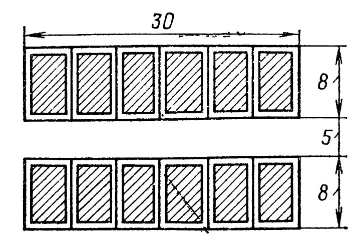


Рис. 6.13. Сечение витка обмотки НН из медного провода (вариант $I_М$)

По графикам рис. 5.34, *а* находим для $J=3{,}4$ МА/м² и $b=7{,}5$ мм $q=900$ Вт/м². Высота обмотки

$$l_1=(24+1)\cdot 2\cdot 8\cdot 10^{-3}+[(24\cdot 2+1-6)\cdot 5+10\cdot 6]\times$$
$$\times 0{,}95\cdot 10^{-3}=0{,}661 \text{ м}\approx 0{,}660 \text{ м}.$$

Радиальный размер обмотки $a_1=6{,}5\cdot 10^{-3}=0{,}030$ м.

По табл. 4.4 для $U_{\text{исп}}=5$ кВ, $S=1600$ кВ·А и винтовой обмотки находим $a_{01}=15$ мм, обмотка наматывается на 12 рейках на бумажно-бакелитовом цилиндре с размерами

$$\varnothing\,\frac{0{,}270}{0{,}278}\times 0{,}770 \text{ м}.$$

Внутренний диаметр обмотки

$$D_1'=d+2a_{01}=0{,}260+2\cdot 0{,}015=0{,}290 \text{ м}.$$

Внешний диаметр обмотки

$$D_1''=D_1'+2a_{01}=0{,}290+2\cdot 0{,}030=0{,}350 \text{ м}.$$

Плотность теплового потока на поверхности обмотки по (7.19)

$$q=\frac{107JIw_{\text{к}}k_{\text{д}}}{k_{\text{з}}(b'+a'_1)}10^{-10}=$$
$$=\frac{107\cdot 3{,}39\cdot 10^6\cdot 1339\cdot 0{,}5\cdot 1{,}05}{0{,}8\,(0{,}008+0{,}030)}10^{-10}=839 \text{ Вт/м}^2.$$

В обмотке предусматривается равномерно распределенная транспозиция параллельных проводов — 12 транспозиций по принципиальной схеме рис. 5.29. Первая транспозиция после первого витка, 11 последующих с шагом в два витка, т. е. после третьего, пятого витка и т. д.

Масса металла обмотки по (7.6)

$$G_{01}=28\cdot 10^3 cD_{\text{ср}}w_1\Pi_1=28\cdot 10^3\cdot 3\times$$
$$\times 0{,}32\cdot 24\cdot 394{,}7\cdot 10^{-6}=254{,}6 \text{ кг}.$$

Масса провода по табл. 5.5

$$G_{\text{пр}1}=1{,}02\cdot 254{,}6=259{,}7 \text{ кг}.$$

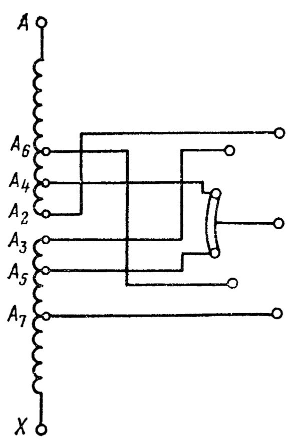


Рис. 6.14. Схема регулирования напряжения ВН (вариант $I_М$, обмотка из медного провода)

Расчет обмотки ВН (по § 6.3). Выбираем схему регулирования по рис. 6.14 с выводом концов всех трех фаз обмотки к одному трехфазному переключателю. Контакты переключателя рассчитываются на рабочий ток 26,4 А. Наибольшее напряжение между контактами переключателя в одной фазе: рабочее $10/\sqrt{3}$ % U_2, т. е. 2020 В; испытательное $2\cdot 10/\sqrt{3}$ % U_2, т. е. 4040 В.

Для получения на стороне ВН различных напряжений необходимо соединить:

Напряжение, В	Ответвления обмотки
36 750	A_2A_3 B_2B_3 C_2C_3
35 875	A_3A_4 B_3B_4 C_3C_4
35 000	A_4A_5 B_4B_5 C_4C_5
34 125	A_5A_6 B_5B_6 C_5C_6
33 250	A_6A_7 B_6B_7 C_6C_7

Число витков в обмотке ВН при номинальном напряжении

$$w_{н2} = U_{ф2}/u_в = 20\,207/16,63 = 1215 \text{ витков.}$$

Число витков на одной ступени регулирования

$$w_р = 875/\left(\sqrt{3}\,u_в\right) = 875/\left(\sqrt{3}\cdot 16,63\right) - 31,24 \approx 31 \text{ виток.}$$

Для пяти ступеней:

Напряжение, В	Число витков на ответвлениях
36 750	$1215 + 2\cdot 31 = 1277$
35 875	$1215 + 31 = 1246$
35 000	1215
34 125	$1215 - 31 = 1984$
33 250	$1215 - 2\cdot 31 = 1953$

Ориентировочная плотность тока

$$J \approx 2\cdot 3,48\cdot 10^6 - 3,39\cdot 10^6 = 3,57 \text{ МА/м}^2.$$

Ориентировочное сечение витка

$$П_2' \approx 26,4/(3,57\cdot 10^6) = 7,39\cdot 10^{-6} \text{ м}^2 = 7,39 \text{ мм}^2.$$

По табл. 5.8 выбираем непрерывную катушечную обмотку из медного прямоугольного провода ($S = 1600$ кВ·А; $I_2 = 26,4$ А; $U_2 = 35\,000$ В; $П_2' = 7,39$ мм²). По сортаменту медного обмоточного провода (табл. 5.2) выбираем провод марки ПБ

$$ПБ - 1\times\frac{1,40\times 5,60}{1,90\times 6,10} \text{ сечением } П_2 = 7,625\cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

В двух верхних и двух нижних катушках обмотки каждой фазы применяем провод того же размера с усиленной изоляцией 1,35 (1,50) мм, с размерами провода в изоляции 2,90×7,10 мм (см. табл. 4.10).

Плотность тока в обмотке

$$J_2 = 26,4/(7,625 \cdot 10^{-6}) = 3,46 \text{ МА/м}^2.$$

При $J_2=3,46$ МА/м² и $b=5,6$ мм по графикам рис. 5.34, *а* находим $q \approx 800$ Вт/м².

Принимаем конструкцию обмотки с радиальными каналами по 4,5 мм между всеми катушками. Две крайние катушки вверху и внизу отделены каналами по 7,5 мм (см. табл. 4.10). Схема регулирования напряжения — по рис. 6.14, канал в месте разрыва обмотки $h_{кр}=12$ мм (см. табл. 4.9). Осевой размер катушки 6,1 мм.

Число катушек на стержне ориентировочно по (6.63)

$$n_{\text{кат}} \approx l \cdot 10^3 / \left(b' + h'_{\text{к}}\right) \approx 0,635/(6,1+4) =$$
$$= 62,9 \approx 62 \text{ катушки}.$$

Число витков в катушке ориентировочно $w_{кат} \approx 1277/62 = 20,6$, и радиальный размер $a'_2 = 1,90 \cdot 21 = 39,9 \approx 40$ мм.

Общее распределение витков по катушкам:

43 основные катушки *В* по 22 витка	946
7 основных катушек *Г* по 21 витку	147
8 регулировочных катушек *Д* по 15,5 витка	124
4 катушки с усиленной изоляцией *Е* по 15 витков	60
Всего 62 катушки	1277 витков

Расположение катушек на стержне и размеры радиальных каналов приняты по рис. 6.15, *а*. Данные катушек приведены в табл. 6.1.

Осевой размер обмотки

$$l = \Sigma h_{\text{кат}} + \Sigma h_{\text{кан}} = [6,1 \cdot 58 + 7,1 \cdot 4 + 0,95\,(12,1 + 7,5 \cdot 56)] \times$$
$$\times 10^{-3} = 0,661,1 \text{ м} \approx 0,660 \text{ м}.$$

По испытательному напряжению $U_{исп}=85$ кВ и мощности трансформатора $S=1600$ кВ·А по табл. 4.5 находим:

Канал между обмотками ВН и НН	$a'_{12} = 27$ мм
Толщина цилиндра	$\delta'_{12} = 5$ мм
Выступ цилиндра за высоту обмотки	$l'_{ц} = 55$ мм
Между обмотками ВН двух соседних стержней . . .	$a'_{22} = 30$ мм
Толщина междуфазной перегородки	$\delta'_{22} = 3$ мм
Расстояние обмотки ВН до ярма	$l'_0 = 75$ мм

Согласно § 4.3 принимаем размеры бумажно-бакелитового цилиндра, на котором на 12 рейках наматывается обмотка, диаметром

Таблица 6.1. Данные катушек обмотки ВН трансформатора ТМ-1600/35. Вариант $I_М$ — медные обмотки

Данные	Условные обозначения катушки				Всего
	В	*Г*	*Д*	*Е*	
Назначение катушки	Основная	Основная	Регулировочная	С усиленной изоляцией	—
Катушек на стержень	43	7	8	4	62
Число витков в катушке	22	21	15,5	15	—
Всего	946	147	124	60	1277
Размеры провода: без изоляции, мм; с изоляцией, мм	1,40×5,6; 1,90×6,1			1,40×5,6; 2,90×7,1	—; —
Сечение витка, мм²	7,625	7,625	7,625	7,625	7,625
Плотность тока, МА/м²	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46
Размер, мм: радиальный	42	42	40 (30,5)*	43,5	42
осевой	6,1	6,1	6,1	7,1	660
Масса провода, кг: без изоляции	270,3	42,0	35,3	17,2	364,8
с изоляцией	278,3	43,3	36,3	19,0	376,9
$k_{из}$ по табл. 5.5	1,03	1,03	1,03	1,105	—
Диаметры, м: Внутренний	0,404	0,404	0,404	0,404	0,404
Внешний	0,488	0,488	0,484	0,491	0,488

* В катушку *Д* вмотать полоску картона до радиального размера 40 мм.

Примечание. $k_{из}$ — учитывает увеличение массы провода за счет массы изоляции.

0,370/0,380×0,770 м. Основные размеры обмоток трансформатора показаны на рис. 6.15, *б*.

Плотность теплового потока на поверхности обмотки для катушки *Г* по (7.19)

$$q_2 = \frac{107 J_2 \cdot 10^6\, I w_{\text{к}}\, k_{\text{д}}}{k_{\text{з}}\,(b' + a_2)}\, 10^{-10};$$

$$q_2 = \frac{107 \cdot 3{,}46 \cdot 10^6 \cdot 26{,}4 \cdot 22 \cdot 1{,}05}{0{,}8\,(0{,}0061 + 0{,}0042)}\, 10^{-10} = 587 \text{ Вт/м}^2.$$

Масса металла обмотки ВН по табл. 6.1

$$G_{\text{о}2} = 364{,}8 \text{ кг}.$$

Масса провода в обмотке ВН с изоляцией

$$G_{\text{пр}2} = 376{,}9 \text{ кг}.$$

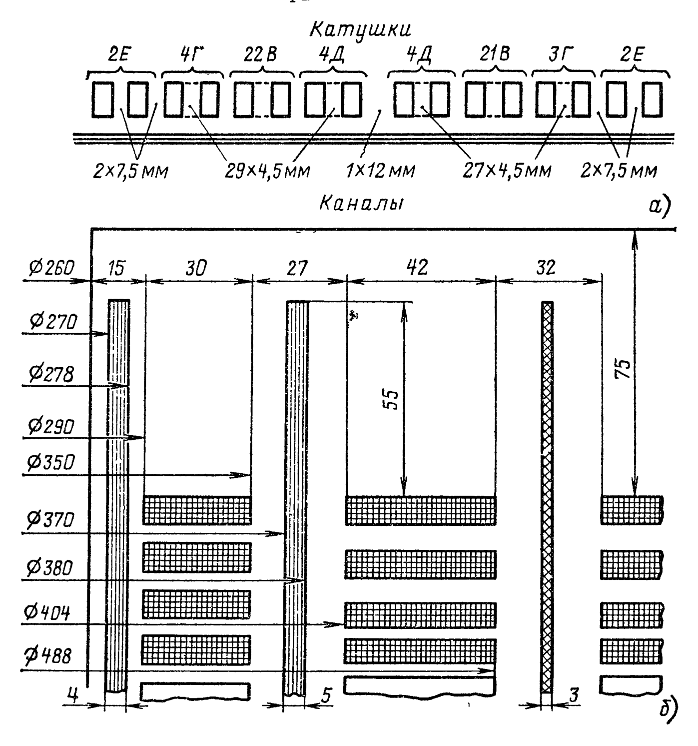


Рис. 6.15. Обмотки трансформатора типа ТМ-1600/35. Вариант $I_{\text{м}}$:

а — расположение катушек и радиальных каналов; *б* — основные размеры обмоток

Масса металла (меди) двух обмоток

$$G_о = 254,6 + 364,8 = 619,4 \text{ кг}.$$

Масса провода двух обмоток

$$G_{пр} = 259,7 + 376,9 = 636,6 \text{ кг}.$$

Трансформатор ТМ-1600/35. Вариант II$_А$ — алюминиевые обмотки (продолжение примера расчета § 3.6)

Расчет обмотки НН (по § 6.1). Число витков $w_1=399/(15\cdot89)=$ $=25,11$.

В предварительном расчете (см. § 3.6) потери холостого хода $P_х$ для выбранного варианта диаметра $d=0,250$ м оказались выше заданного значения (3650 вместо 3100 Вт). Для уменьшения $P_х$ принимаем число витков $w_1=26$, что приведет к некоторому снижению расчетной индукции $B_с$ и уменьшению потерь холостого хода за счет некоторого увеличения массы металла обмоток. С этой же целью уменьшим высоту обмоток с 0,8997 до 0,860 м и соответственно длину и массу стали стержня.

Напряжение одного витка $u_в=399/26=15,35$ В. Средняя плотность тока по (3.49 *а*)

$$J = 0,463\cdot0,91\,\frac{18\,000\cdot15,35}{1600\cdot0,3710}\,10^4 = 1,96 \text{ МА/м}^2.$$

Сечение витка ориентировочно

$$П_в' = 1339/(1,96\cdot10^6) = 683,2.10^{-6} \text{ м}^2.$$

По сечению витка и плотности тока согласно § 5.3 выбираем многослойную цилиндрическую обмотку из алюминиевой ленты с высотой витка (ширина ленты), равной высоте обмотки, $l=0,86$ м и толщиной

$$\delta = 683,2\cdot10^{-6}/0,86 = 794,4\cdot10^{-6} \text{ м} = 0,794 \text{ мм}.$$

В соответствии с этим выбираем алюминиевую ленту марки А6 по ГОСТ 13726-78 с шириной 860 и толщиной 0,8 мм ($0,86\times0,0008$ м).

Сечение витка

$$П_{в1} = 0,86\cdot0,0008 = 0,000688 \text{ м}^2.$$

Плотность тока

$$J = 1339/0,000688 = 1,946 \text{ МА/м}^2.$$

Общий суммарный радиальный допустимый размер проводов для алюминиевого провода (5.7)

$$b \leqslant qk_з/(1,72J^2\cdot10^{-8}),$$

принимаем $q=1200$ Вт/м^2 и $k_з=0{,}8$;

$$b = 1200 \cdot 0{,}8/(1{,}72 \cdot 1{,}946^2 \cdot 10^{12} \cdot 10^{-8}) =$$

$$= 147{,}4 \cdot 10^{-4} \text{ м} = 14{,}7 \text{ мм}.$$

В этот предельный размер можно уложить не более 14,7/0,8, т. е. не более 18, витков обмотки НН. Поэтому обмотку НН делим на две катушки — внутреннюю *А* из 13 витков и наружную *Б* из 13 витков. Междувитковая изоляция — кабельная бумага марки К-120 по ГОСТ 23436-83 в один слой. Между катушками осевой охлаждающий канал шириной $a_{11}=0{,}01\ l=0{,}01 \cdot 0{,}86 \approx 0{,}009$ м.

Радиальные размеры катушек

$$A{:}a_1' = (13 \cdot 0{,}8 + 12 \cdot 0{,}12) \cdot 10^{-3} = 11{,}84 \cdot 10^{-3} \approx 0{,}012 \text{ м};$$

$$Б{:}a_1'' = (13 \cdot 0{,}8 + 12 \cdot 0{,}12) \cdot 10^{-3} = 11{,}84 \cdot 10^{-3} \approx 0{,}012 \text{ м}.$$

Радиальный размер обмотки НН $a_1=0{,}012+0{,}009+0{,}012=0{,}033$ м.

Обмотка наматывается на бумажно-бакелитовом цилиндре с размерами (см. табл. 4.4, 4.5 и § 4.3)

$$\varnothing \frac{0{,}260}{0{,}268} \times 0{,}96 \text{ м}.$$

Диаметры обмотки:

$$\text{внутренний } D_1' = 0{,}250 + 2 \cdot 0{,}015 = 0{,}280 \text{ м};$$

$$\text{внешний } D_1'' = 0{,}280 + 2 \cdot 0{,}033 = 0{,}346 \text{ м}.$$

Плотность теплового потока на поверхности обмотки для катушек *А* и *Б*

$$q = \frac{172}{0{,}8} 10^{-10} \cdot 1{,}05 \cdot 13 \cdot 0{,}0008 \cdot 1{,}946^2 \cdot 10^{12} = 1111 \text{ Вт/м}^2$$

при $a/a'=1{,}0$; $k_з=0{,}8$ и $k_д=1{,}05$.

Масса металла обмотки $G_{01}=3 \cdot 26 \cdot 0{,}86 \cdot 0{,}0008 \cdot 2700=144{,}9$ кг.

Расчет обмотки ВН (по § 5.3 и 6.3). Схема регулирования напряжения в нейтрали по рис. 6.6, *б*. Расположение регулировочных витков и схема переключателя по рис. 6.16. Число витков обмотки ВН при номинальном напряжении

$$w_2 = 26 \cdot 20\,207/399 = 1316.$$

Число витков на одной ступени регулирования

$$w_р = 875/\left(\sqrt{3} \cdot 15{,}35\right) = 32{,}9 \approx 33.$$

Для четырех ступеней регулирования имеем:

Напряжение, В	Число витков на ответвлениях
36 750	1316+2·33=1382
35 875	1316+33=1349
35 000	1316
34 125	1316—33=1283
33 250	1316—2·33=1250

Ориентировочная плотность тока

$$J \approx (2 \cdot 1{,}96 - 1{,}946) \cdot 10^6 = 1{,}974 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2.$$

Ориентировочное сечение витка

$$П'_в \approx 26{,}4/(1{,}974 \cdot 10^6) = 0{,}00001337 \text{ м}^2 = 13{,}37 \text{ мм}^2.$$

В соответствии с ранее принятым решением рассчитываем многослойную цилиндрическую обмотку из прямоугольного алюминиевого провода марки АПБ по ГОСТ 16512-80. Выбираем провод АПБ $1 \times \times \frac{2{,}80 \cdot 5{,}00}{3{,}30 \cdot 5{,}50}$ сечением 13,45 мм². Сечение витка $П_{в2} = 13{,}45 \cdot 10^{-6}$ м².

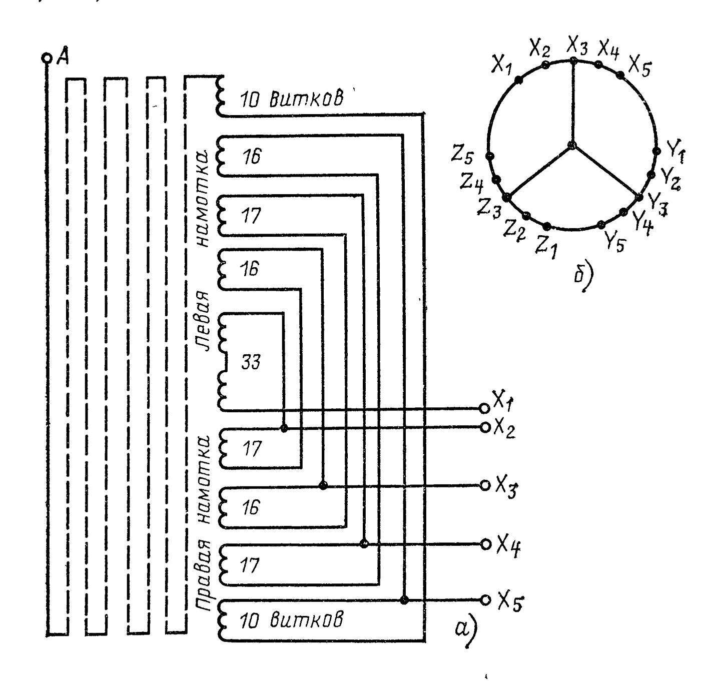


Рис. 6.16. Обмотка ВН трансформатора типа ТМ-1600/35. Вариант II_A:

а — расположение витков в наружном слое обмотки и схема вывода ответвлений; *б* — схема переключателя ответвлений

Плотность тока

$$J = 26{,}4/(13{,}45\cdot 10^{-6}) = 1{,}963\cdot 10^{6}\ \text{А/м}^2.$$

Общий суммарный радиальный размер алюминиевых проводов по (5.7), принимая $q_2=1200$ Вт/м² и $k_з=0{,}8$,

$$b_2 = 1200\cdot 0{,}8/(1{,}72\cdot 1{,}963^2\cdot 10^{12}\cdot 10^{-8}) = 144{,}8\cdot 10^{-4}\ \text{м} = 14{,}5\ \text{мм}.$$

Число витков в слое

$$w_{сл} = 0{,}86/0{,}0055 - 1 = 156{,}3 - 1 = 155\ \text{витков}.$$

Обмотка ВН наматывается в девять слоев. Семь слоев по $155\times 7 = 1085$ витков, восьмой слой — 145 витков и девятый — 152 витка. Всего 1382 витка. Общий суммарный радиальный размер металла $b = 2{,}8\cdot 9 = 25{,}2$ мм $= 0{,}0252$ м больше допустимого размера 0,0145 мм. Поэтому обмотку разделяем на две концентрические катушки — внутреннюю *В* в четыре слоя и наружную *Г* в пять слоев. Между катушками осевой охлаждающий канал шириной 9 мм (0,009 м). При девяти слоях алюминиевого провода с радиальным размером 2,8 мм добавочные потери в обмотке составят менее 5 % (см. табл. 5.9).

Под внутреннием слоем обмотки располагается электростатический экран — алюминиевый незамкнутый цилиндр толщиной 0,5 мм, соединенный электрически с линейным концом обмотки *А* (на других фазах с *В* и *С*). Схема вывода ответвлений дана на рис. 6.16, строение обмоток — на рис. 6.17.

Напряжение двух слоев обмотки

$$U_{мсл} = 2\cdot 155\cdot 15{,}35 = 4759\ \text{В}.$$

Междуслойная изоляция по табл. 4.7 — кабельная бумага марки К-120 по ГОСТ 23436-83Е, восемь слоев, выступ изоляции 22 мм с каждого конца обмотки. С торцов каждого слоя вверху и внизу укрепляются бумажно-бакелитовые цилиндрические кольца толщиной 3 мм.

Радиальный размер обмотки без экрана по (6.55)

$$a_2 = (3{,}3\cdot 9 + 8\cdot 8\cdot 0{,}12 + 9)\cdot 10^{-3} = 0{,}04638 \approx 0{,}0465\ \text{м}.$$

Радиальный размер с экраном

$$a_{2экр} = (46{,}5 + 3)\cdot 10^{-3} = 0{,}0495\ \text{м}.$$

Диаметры обмотки:

внутренний до экрана

$$D_2' = 0{,}346 + 2\cdot 0{,}027 = 0{,}400\ \text{м};$$

внутренний до слоя проводов

$$D_{20}' = 0{,}400 + 2\cdot 0{,}003 = 0{,}406\ \text{м};$$

внешний

$$D_2'' = 0{,}406 + 2\cdot 0{,}0465 = 0{,}499\ \text{м}.$$

Расстояние между осями стержней

$$C = 0{,}499 + 0{,}030 = 0{,}529 \approx 0{,}530 \text{ м}.$$

При испытательном напряжении обмотки ВН $U_{исп} = 85$ кВ по табл. 4.5 находим:

$$a'_{12} = 30 \text{ мм}; \quad \delta'_{12} = 5{,}0 \text{ мм}; \quad l_{ц2} = 55 \text{ мм};$$

$$a'_{22} = 30 \text{ мм}; \quad \delta'_{22} = 3{,}0 \text{ мм}; \quad l_{02} = 75 \text{ мм}.$$

Согласно § 4.3 и табл. 4.5 принимаем размеры бумажно-бакелитового цилиндра между обмотками ВН и НН

$$\varnothing \frac{0{,}370}{0{,}380} \times 0{,}97 \text{ м}.$$

Масса металла обмотки по (7.7)

$$G_{02} = 8{,}47 \cdot 3 \frac{0{,}406 + 0{,}499}{2} \cdot 1382 \cdot 0{,}00001345 = 213{,}7 \text{ кг}.$$

Масса провода (см. табл. 5.5)

$$G_{пр} = 1{,}025 \cdot 1{,}033 \cdot 213{,}7 = 226{,}3 \text{ кг}.$$

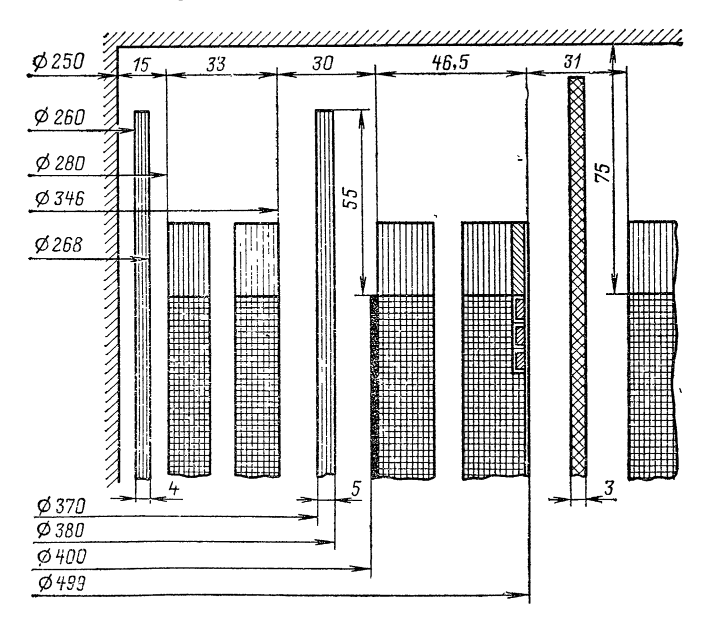


Рис. 6.17. Трансформатор типа ТМ-1600/35. Вариант II_A. Основные размеры обмоток трансформатора

Масса металла двух обмоток

$$G_0 = 144,9 + 213,7 = 358,6 \text{ кг}.$$

Поверхность охлаждения обмотки по (6.61)

$$П_{охл} = 3 \cdot 0,8 \cdot 4\pi \cdot 0,4525 \cdot 0,86 = 11,736 \text{ м}^2.$$

После намотки и сушки обмотку опрессовать осевой силой 25 000 Н.

Глава седьмая

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

7.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Потерями короткого замыкания двухобмоточного трансформатора согласно ГОСТ 16110-82 называются потери, возникающие в трансформаторе при номинальной частоте и установлении в одной из обмоток тока, соответствующего ее номинальной мощности, при замкнутой накоротко второй обмотке. Предполагается равенство номинальных мощностей обеих обмоток.

Потери короткого замыкания $P_к$ в трансформаторе могут быть разделены на следующие составляющие: 1) основные потери в обмотках НН и ВН, вызванные рабочим током обмоток, $P_{осн1}$ и $P_{осн2}$; 2) добавочные потери в обмотках НН и ВН, т. е. потери от вихревых токов, наведенных полем рассеяния в обмотках $P_{д1}$ и $P_{д2}$; 3) основные потери в отводах между обмотками и вводами (проходными изоляторами) трансформатора $P_{отв1}$ и $P_{отв2}$; 4) добавочные потери в отводах, вызванные полем рассеяния отводов, $P_{отв,д1}$ и $P_{отв,д2}$; 5) потери в стенках бака и других металлических, главным образом ферромагнитных, элементах конструкции трансформатора, вызванные полем рассеяния обмоток и отводов, $P_б$.

Потери короткого замыкания могут быть рассчитаны или определены экспериментально в опыте короткого замыкания трансформатора. При опыте короткого замыкания номинальные токи в обмотках возникают при относительно малом напряжении (5—10 % номинального значения), а потери в магнитной системе, примерно пропорциональные второй степени напряжения, обычно пренебрежимо малы.

Обычно добавочные потери в обмотках и отводах рассчитывают, определяя коэффициент $k_д$ увеличения основных потерь вследствие наличия поля рассеяния. Так сумма основных и добавочных потерь в обмотке заменяется выражением

$$P_{осн1} + P_{д1} = P_{осн1} k_{д1}.$$

Таким образом, полные потери короткого замыкания, Вт, могут быть выражены формулой

$$P_к = P_{осн1} k_{д1} + P_{осн2} k_{д2} + P_{отв1} k_{д,отв1} + P_{отв2} k_{д,отв2} + P_б, \quad (7.1)$$

где $k \geqslant 1,0$.

Согласно ГОСТ 11677-85 за расчетную (условную) температуру, к которой должны быть приведены потери и напряжение короткого замыкания, принимают: 75 °С для всех масляных и сухих трансформаторов с изоляцией классов нагревостойкости А, Е, В; 115 °С для трансформаторов с изоляцией классов нагревостойкости F, Н, С.

Полные потери короткого замыкания готового трансформатора не должны отклоняться от гарантийного значения, заданного ГОСТ или техническими условиями на проект трансформатора, более чем на 10 %. Учитывая, что потери готового трансформатора вследствие нормальных допустимых отклонений в размерах его частей могут отклоняться на ±5 % расчетного значения, при расчете не следует допускать отклонение расчетных потерь короткого замыкания от гарантийного значения более чем на 5 %.

При нормальной работе трансформатора, т. е. при нагрузке его номинальным током при номинальных первичном напряжении и частоте, в его обмотках, отводах и элементах конструкции под воздействием токов обмоток и созданного ими поля рассеяния возникают потери, практически равные потерям короткого замыкания и одинаково с ними изменяющиеся при изменении тока нагрузки. Поэтому при всех расчетах потерь, вызванных в нормально работающем трансформаторе изменяющимися токами нагрузки обмоток, и при расчете КПД трансформатора обычно в качестве исходной величины пользуются рассчитанными или измеренными потерями короткого замыкания.

В трехобмоточном трансформаторе рассчитываются и измеряются три значения потерь короткого замыкания для трех парных сочетаний обмоток (I и II, I и III, II и III) при нагрузке каждой пары обмоток током, соответствующим 100 % мощности трансформатора. Потери короткого

замыкания трехобмоточного трансформатора изменяются в зависимости от того, как распределена нагрузка между тремя его обмотками. Допускается любое распределение нагрузки между тремя обмотками, но так, чтобы ни одна из обмоток не была длительно нагружена током, превышающим номинальный ток плюс 5 %-ная перегрузка, а общие потери короткого замыкания трех обмоток не превысили максимальные потери. При этом максимальными потерями считаются приведенные к расчетной температуре потери короткого замыкания той пары обмоток, которая имеет наибольшие потери короткого замыкания.

Основные потери в обмотках

Для определения основных потерь можно воспользоваться формулой $P_{осн}=I^2R$. Однако на практике принято пользоваться этой формулой в преобразованном, более удобном для расчета виде. Заменяя ток I произведением плотности тока в обмотке J, А/м², на сечение витка Π, м², и раскрывая значение $R=\rho l/\Pi$, где ρ — удельное сопротивление провода, мкОм·м, а l — полная длина провода, м, получаем

$$P_{осн} = J^2 \Pi^2 \rho l \cdot 10^{-6}/\Pi = J^2 (\Pi l) \rho \cdot 10^{-6}.$$

Заметив, что выражение в скобках Πl представляет собой объем провода обмотки, м³, умножаем и делим правую часть равенства на плотность металла обмотки $\gamma_о$, кг/м³,

$$P_{осн} = J^2 (\Pi l \gamma_о) \frac{\rho}{\gamma_о} 10^{-6}.$$

Заменив в этом выражении произведение, заключенное в скобках, равной ему массой металла обмотки $G_о$, кг, и подставив реальные значения плотности $\gamma_о$ и удельного электрического сопротивления металла обмотки ρ при температуре 75 °С, получаем

$$P_{осн} = KJ^2 G_о. \tag{7.2}$$

Для медного провода ($\gamma_М = 8900$ кг/м³; и $\rho_{М75} = 0{,}02135$ мкОм·м)

$$P_{осн} = 2{,}4 \cdot 10^{-12} J^2 G_М; \tag{7.3}$$

для алюминиевого провода ($\gamma_А = 2700$ кг/м³; $\rho_{А75} = 0{,}0344$ мкОм·м)

$$P_{осн} = 12{,}75 \cdot 10^{-12} J^2 G_А. \tag{7.4}$$

При температуре 115 °С коэффициенты в (7.3) и (7.4) равны $2{,}72\cdot 10^{-12}$ для меди ($\rho_{115}=0{,}0242$ мкОм·м) и $14{,}4\cdot 10^{-12}$ для алюминия ($\rho_{115}=0{,}0386$ мкОм·м).

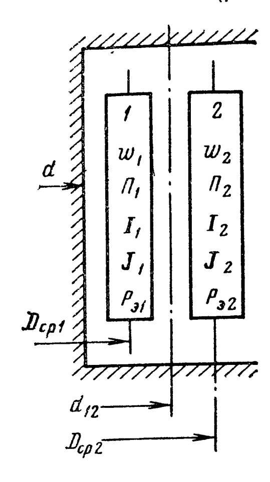


Рис. 7.1. К определению массы металла и потерь в обмотках

Масса металла, кг, каждой из обмоток может быть найдена по рис. 7.1 и формуле

$$G_о = c\pi D_{ср}\, w П \gamma_о,$$

где c — число активных (несущих обмотки) стержней трансформатора; $D_{ср}$ — средний диаметр обмотки, м; w — число витков обмотки; $П$ — сечение витка, м^2.

Подставляя π и реальное значение $\gamma_о$, получаем

$$G_о = k_\gamma\, c D_{ср}\, w П, \tag{7.5}$$

где $k_\gamma = \pi\gamma_о$.

Для медного провода ($\gamma_М = 8900$ кг/м^3)

$$G_М = 28\cdot 10^3\, c D_{ср}\, w П; \tag{7.6}$$

для алюминиевого провода ($\gamma_А = 2700$ кг/м^3)

$$G_А = 8{,}47\cdot 10^3\, c D_{ср}\, w П. \tag{7.7}$$

При определении потерь в обмотках ВН в (7.6) и (7.7) подставляют число витков на средней ступени напряжения $w_{н2}$. При определении общей массы металла обмотки ВН подставляют полное число витков обмотки на верхней ступени w_2.

В практике расчета трансформаторов часто предельное значение потерь короткого замыкания бывает задано. В частности, для всех силовых трансформаторов общего назначения оно регламентировано ГОСТ. Это обстоятельство налагает ограничения на выбор плотности тока при расчете обмоток трансформаторов. Ранее было показано, что основные потери в обмотках могут быть подсчитаны по (7.2). Подставляя в эту формулу значение $G_о$ по (7.5), получаем

$$P_{осн} = kJ^2 k_\gamma\, c D_{ср}\, w П.$$

Далее, заменяя $w = U_с/u_в$; $П = I_с/J$, где $U_с$ и $I_с$ — напряжение и ток обмотки одного стержня, получаем

$$P_{осн} = k_\gamma J^2 k_\gamma c D_{ср} \frac{U_с}{u_в} \frac{I_с}{\gamma}.$$

Замечая, что $U_с I_с \cdot 10^{-3} = S'$ — мощность обмотки одного стержня, кВ·А, получаем потери в одной обмотке

$$P_{осн} = k k_\gamma \cdot 10^3 c \frac{S'}{u_в} D_{ср} J.$$

Основные потери в двух обмотках двухобмоточного трансформатора определяются по формуле

$$P_{осн} = k k_\gamma \cdot 10^3 c \frac{S'}{u_в} (D_{ср1} J_1 + D_{ср2} J_2). \tag{7.8}$$

Практика большого числа расчетов трансформаторов показывает, что выражение, заключенное в скобки в (7.8), можно с достаточной степенью точности заменить

$$D_{ср1} J_1 + D_{ср2} J_2 = 2 d_{12} J_{ср},$$

где d_{12} — средний диаметр канала между обмотками; $J_{ср} = (J_1 + J_2)/2$ — среднеарифметическая плотность тока в обмотках, А/м^2.

Замечая также, что $cS' = S$ — полная мощность трансформатора, получаем

$$P_{осн} = k k_\gamma \cdot 10^3 \frac{S}{u_в} 2 d_{12} J_{ср}$$

и далее

$$J_{ср} = 10^{-3} P_{осн} u_в / (2 k k_\gamma S d_{12}). \tag{7.9}$$

В силовых трансформаторах общего назначения основные потери в обмотках составляют от 0,75 до 0,95 потерь короткого замыкания $P_к$. Обозначив это отношение $P_{осн}/P_к = k_д$ и подставив $k_д P_к = P_{осн}$ в (7.9), получим

$$J_{ср} = \frac{10^{-3}}{2 k k_\gamma} k_д \frac{P_к u_в}{S d_{12}},$$

где $k_д \leqslant 1{,}0$. Для медного провода ($k_М = 2{,}4 \cdot 10^{-12}$; $k_\gamma = 28 \cdot 10^3$)

$$J_{ср} = 0{,}746 k_д \frac{P_к u_в}{S d_{12}} 10^4; \tag{7.10}$$

для алюминиевого провода ($k_А = 12{,}75 \cdot 10^{-12}$; $k_\gamma = 8{,}47 \times 10^3$)

$$J_{ср} = 0{,}463 k_д \frac{P_к u_в}{S d_{12}} 10^4. \tag{7.10а}$$

При температуре обмоток 115 °С коэффициенты в (7.10) и (7.10а) соответственно равны $0{,}658 \cdot 10^4$ и $0{,}4105 \cdot 10^4$.

Значения $k_д$ для силовых трансформаторов общего назначения могут быть взяты из табл. 3.6.

Формулы (7.10) и (7.10а) связывают среднюю плотность тока в обмотках трансформатора с заданными величинами S, $P_к$ и величинами, определяемыми в начале расчета до выбора конструкции обмоток d_{12} и $u_в$. Эти формулы позволяют уже в начале расчета с достаточной точностью найти среднюю плотность тока в обмотках, обеспечивающую получение заданных потерь короткого замыкания. Эти формулы являются приближенными и полностью справедливы лишь при равенстве плотностей тока в обмотках J_1 и J_2. При подборе реальных сечений проводов по сортаменту обмоточного провода всегда возможны отклонения истинных значений J_1 и J_2 от найденного $J_{ср}$. Для того чтобы эти отклонения не привели к существенному изменению $P_к$, рекомендуется не допускать их более 5—10 % $J_{ср}$, так чтобы полусумма действительных значений J_1 и J_2 была практически равна $J_{ср}$. Поскольку обмотка ВН как наружная обмотка всегда по объему и массе больше обмотки НН, то при $J_2 > J_1$ потери короткого замыкания будут отклоняться от заданных $P_к$ в большую сторону и при $J_2 < J_1$ в меньшую сторону.

В сухих трансформаторах вследствие лучших условий охлаждения внешней обмотки (ВН) в этой обмотке допускается более высокая плотность тока J_2, чем J_1 во внутренней обмотке (НН), т.е. всегда $J_2 > J_1$. Поэтому во избежание отклонения $P_к$ от заданной в большую сторону рекомендуется для сухих трансформаторов принимать $J_{ср}$ около 0,93—0,97 значений, полученных по (7.10) или (7.10а).

Добавочные потери в обмотках

Ранее было указано, что определение добавочных потерь в обмотках практически сводится к расчету коэффициента увеличения основных электрических потерь обмотки $k_{д,о}$, где $k_{д,о} > 1{,}0$. Этот коэффициент подсчитывается отдельно для каждой обмотки трансформатора. Значение коэффициента зависит от частоты тока f, размеров поперечного сечения проводников обмотки, их удельного электрического сопротивления ρ и их расположения по отношению к полю рассеяния трансформатора.

Любая обмотка трансформатора, намотанная из прямоугольного или круглого провода, может быть для расчета коэффициента $k_{д,о}$ условно представлена в таком виде, как на рис. 7.2. При этом в такой условной обмотке должно быть сохранено число проводников реальной обмотки в направлениях, параллельном и перпендикулярном направлению вектора магнитной индукции поля рассеяния обмотки. Наличие каналов, параллельных этому направлению, как это будет видно из расчетных формул, не влияет на $k_{д,о}$.

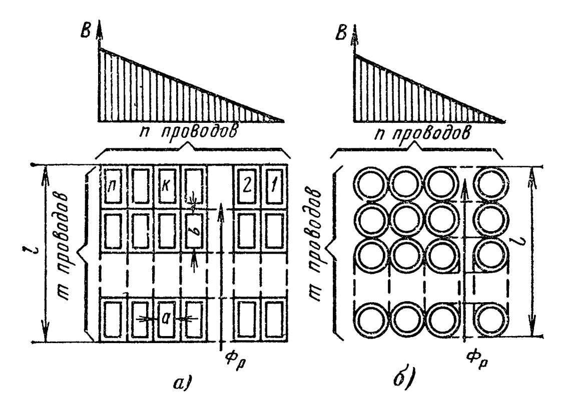


Рис. 7.2. К определению добавочных потерь в обмотках:

а — из прямоугольного провода; *б* — из круглого провода (стрелкой показано направление индукционных линий поля рассеяния обмотки $Ф_р$)

Добавочные потери от вихревых токов, вызванные собственным магнитным полем рассеяния обмоток, неодинаковы для отдельных проводников, различным образом расположенных в обмотке по отношению к полю рассеяния.

Наибольшие добавочные потери в двухобмоточном трансформаторе возникают в проводниках, находящихся в зоне наибольших индукций, т. е. в слое проводников, прилегающем к каналу между обмотками. Наименьшие потери возникают в слое, наиболее удаленном от соседней обмотки. Коэффициент добавочных потерь для проводников любого слоя с номером k (рис. 7.2, *а*) может быть найден по формуле

$$k_{дk} = 1 + 5{,}2\beta^2 \left(\frac{f}{\rho}\right)^2 a^4 (k - 0{,}5)^2. \qquad (7.11)$$

При расчете потерь короткого замыкания обычно рассчитывают средний коэффициент увеличения потерь для

всей обмотки, если она имеет однородную структуру, или для отдельных ее частей, если они отличаются размерами или взаимным расположением проводников.

Средний коэффициент добавочных потерь для обмотки из прямоугольного провода

$$k_д = 1 + 1{,}73\beta^2 \left(\frac{f}{\rho}\right)^2 a^4 (n^2 - 0{,}2); \qquad (7.12)$$

для круглого провода

$$k_д = 1 + 0{,}8\beta^2 \left(\frac{f}{\rho}\right)^2 d^4 (n^2 - 0{,}2). \qquad (7.12а)$$

В этих выражениях значение β может быть подсчитано по формулам:

для прямоугольного провода

$$\beta = \frac{bm}{l} k_р; \qquad (7.13)$$

для круглого провода

$$\beta_1 = \frac{dm}{l} k_р. \qquad (7.13а)$$

Значения β и β_1 для изолированного провода всегда меньше единицы.

В (7.11)—(7.13) f — частота тока, Гц; ρ — удельное электрическое сопротивление металла обмоток, мкОм·м; n — число проводников обмотки в направлении, перпендикулярном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния; m — число проводников обмотки в направлении, параллельном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния; a — размер проводника в направлении, перпендикулярном линиям магнитной индукции поля рассеяния; b — размер проводника в направлении, параллельном линиям магнитной индукции поля рассеяния; l — общий размер обмотки в направлении, параллельном направлению линий магнитной индукции поля рассеяния; d — диаметр круглого проводника; $k_р$ — коэффициент приведения поля рассеяния (см. § 7.2).

Размеры проводов a, b, d (а также размер обмотки l) при расчетах по (7.11)—(7.13) следует выражать в метрах. Для этого реальные размеры провода, выраженные в справочных таблицах в миллиметрах, следует умножить на 10^{-3}. Коэффициент $k_р$, если расчет $k_д$ производится до расчета напряжения короткого замыкания, может быть для концентрических обмоток принят равным 0,95.

Для некоторых частных случаев, например при частоте 50 Гц, для медных и алюминиевых проводов можно пользоваться следующими формулами:

для медного прямоугольного провода ($\rho=0{,}02135$ мкОм·м) при $f=50$ Гц

$$k_{д,М}=1+0{,}095\cdot 10^8\beta^2 a^4 n^2; \qquad (7.14)$$

для круглого провода

$$k_{д,М}=1+0{,}044\cdot 10^8\beta_1^2 d^4 n^2; \qquad (7.14а)$$

для алюминиевого прямоугольного провода ($\rho=0{,}0344$ мкОм·м) при $f=50$ Гц

$$k_{д,А}=1+0{,}037\cdot 10^8\beta^2 a^4 n^2; \qquad (7.15)$$

для круглого провода

$$k_{д,А}=1+0{,}017\cdot 10^8\beta_1^2 d^4 n^2. \qquad (7.15а)$$

При одном слое проводов в (7.14), (7.15) следует ввести во второе слагаемое коэффициент 0,8.

Добавочные потери в обмотках трансформатора возникают как от продольного поля рассеяния с осевым по отношению к обмоткам направлением индукционных линий, так и от поперечного поля с радиальным направлением линий. Поперечное поле, возникающее при неравномерном распределении тока (витков) по высоте обмотки вследствие отклонения от осевого направления индукционных линий продольного поля вблизи торцов обмотки, имеет сложную форму, однако оно всегда может быть разбито на ряд участков с линейным распределением индукции, аналогичным рис. 7.2. Для каждого такого участка расчет коэффициента добавочных потерь может быть произведен с применением (7.11), (7.12).

В винтовых обмотках кроме добавочных потерь, вызванных полем рассеяния, могут возникать добавочные потери вследствие неравномерного распределения тока между параллельными проводами от несовершенства транспозиций. При этом равномерно распределенная транспозиция в двух- или четырехходовой обмотке может считаться совершенной и практически не вызывающей добавочных потерь. В одноходовых обмотках с одной общей и двумя групповыми транспозициями (см. § 5.5) при четырех параллельных проводах можно не учитывать добавочных потерь от несовершенства транспозиций.

При числе параллельных проводов $n=5$ и больше сред-

ний коэффициент добавочных потерь в такой обмотке может быть приближенно рассчитан по формуле

$$k_д = 1 + 0{,}53 \cdot 10^{-2} \beta^2 \left(\frac{f}{\rho}\right)^2 a^4 (n^4 - 20n^2 + 64), \qquad (7.16)$$

где все обозначения те же, что и в (7.11)—(7.15).

Из (7.11) и (7.12) видно, что добавочные потери пропорциональны четвертой степени размера проводника (a или d), измеренного в направлении, перпендикулярном направлению поля рассеяния. Поэтому в концентрических обмотках с осевым направлением поля рассеяния следует стараться располагать прямоугольный провод большим размером в осевом направлении, т. е. наматывать его плашмя. При намотке того же провода на ребро добавочные потери возрастают в несколько раз (см. § 5.7).

Добавочные потери в обмотках рационально рассчитанных силовых трансформаторов с концентрическими обмотками обычно достигают от 0,5—1,0 до 3,0—5,0 % основных потерь, в некоторых случаях до 10 % при прямоугольном проводе, и, как правило, не более 1—2 % при применении круглого провода с диаметром не более 3,55 мм.

При продолжительном режиме работы трансформатора все потери, выделяющиеся в обмотках в виде тепла, должны быть отведены в масло с открытой поверхности обмоток. При этом разность температур поверхности обмотки и масла будет тем больше, чем больше плотность теплового потока q на поверхности обмотки, т. е. потери, отнесенные к единице охлаждаемой поверхности.

Для всех обмоток из прямоугольного и круглого проводов q может быть найдено по формулам (6.16) и (6.35), требующим предварительного расчета охлаждаемой поверхности. Для некоторых обмоток из прямоугольного провода могут быть получены формулы для расчета q и без определения поверхности.

Рассмотрим элемент провода цилиндрической однослойной обмотки с размерами поперечного сечения $a \times b$, м, длиной 1 м (рис. 7.3, a). Объем этого элемента $V = a \times b \times 1$, м³, его масса $g = V\gamma = ab\gamma$, кг, где γ — плотность металла провода, кг/м³.

Потери в выделенном элементе объема по (7.2), Вт,

$$p = kJ^2 g k_д = kJ^2 ab\gamma k_д.$$

Охлаждаемая поверхность элемента, м², при условии, что каждый провод обмотки омывается маслом

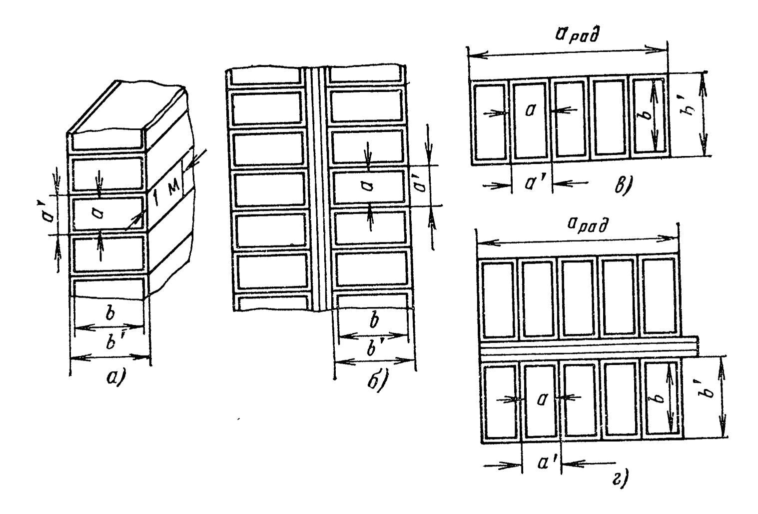


Рис. 7.3. К расчету q в обмотках разных типов

с двух сторон (рис. 7.3, *а*),

$$П_о = k_з \cdot 2a' \cdot 1,$$

где $k_з$ — коэффициент, учитывающий закрытие части поверхности обмотки изоляционными деталями, рейками и т. д. Потери, отнесенные к единице поверхности, Вт/м²,

$$q = \frac{p}{П_о} = \frac{kJ^2 ab\gamma k_д}{k_з \cdot 2a' \cdot 1} = \frac{0,5}{k_з} kk_д b \frac{a}{a'} \gamma J^2.$$

Для медного провода ($k_М = 2,4 \cdot 10^{-12}$; $\gamma_М = 8900$ кг/м²)

$$q_М = \frac{107}{k_з} \cdot 10^{-10} k_д b \frac{a}{a'} J^2. \qquad (7.17)$$

Для алюминиевого провода ($k_А = 12,75 \cdot 10^{-12}$; $\gamma_А = 2700$ кг/м²)

$$q_А = \frac{172}{k_з} 10^{-10} k_д b \frac{a}{a'} J^2. \qquad (7.17а)$$

Выражения (7.17) и (7.17а) получены для простой однослойной цилиндрической обмотки. При применении их для многослойной цилиндрической или для винтовой обмотки без радиальных каналов следует вместо b подставить nb, где n — число слоев в катушке или в ходу.

Для потерь, рассчитанных при температуре 115 °С, числовые коэффициенты в (7.17) и (7.17а) соответственно равны 131 и 194.

Из (7.17) и (7.17а) могут быть получены выражения для определения предельного размера провода b в начале расчета обмоток при заданных значениях q и J.

Полагая $(a/a')k_д=1$, находим

$$b_м \leqslant \frac{qk_з}{107J^2} 10^{10}; \qquad (7.18)$$

$$b_А \leqslant \frac{qk_з}{172J^2} 10^{10}. \qquad (7.18а)$$

Для цилиндрической обмотки $k_з$ может быть принят 0,75. Для двухслойной обмотки без охлаждающего канала между слоями (рис. 7.3, *б*) в (7.17) и (7.17а) следует ввести множитель 2 (или n при числе слоев n) в числитель, а в (7.18) и (7.18а) — в знаменатель.

В обмотках винтовых и катушечных с каналами между всеми витками или катушками (рис. 7.3, *в*) потери в элементе объема обмотки, Вт,

$$p = kJ^2 abn_{пр} \gamma k_д,$$

где $n_{пр}$ — число витков в катушке, умноженное на число параллельных проводов в витке или параллельных проводов в витке одного хода винтовой обмотки. Заменив $J = I_{пр}/(ab)$ и отнеся потери к единице поверхности элемента, м^2,

$$П_о = k_з \cdot 2(b' + a'n_{пр}) \cdot 1,$$

получим

$$q = \frac{kJI_{пр} n_{пр} \gamma k_д}{k_з \cdot 2(b' + a' n_{пр}) \cdot 1}.$$

Для меди

$$q_М = \frac{107 J I w_к k_д}{k_з (b' + a_{рад})} 10^{-10}; \qquad (7.19)$$

для алюминия

$$q_А = \frac{172 J I w_к k_д}{k_з (b' + a_{рад})} 10^{-10}, \qquad (7.19а)$$

где I — ток обмотки фазы (для однофазного трансформатора ток обмотки стержня); $w_к$ — число витков в катушке: для винтовой одноходовой обмотки 1,0; для двухходовой винтовой обмотки 0,5; $k_з$ — коэффициент закрытия поверхности, $k_з=0{,}75$; $a_{рад}$ — радиальный размер обмотки, м.

Для обмоток со сдвоенными катушками или витками (рис. 7.3, *г*):

для меди

$$q_М = \frac{214 J I w_к k_д}{k_з (2b' + a_{рад})} 10^{-10}; \qquad (7.19б)$$

для алюминия

$$q_А = \frac{344 J I w_к k_д}{k_з (2b' + a_{рад})} 10^{-10}. \qquad (7.19в)$$

В начале расчета обмоток для предварительной приближенной оценки q или выбора предельного (по заданным q и J) размера провода для винтовых и катушечных обмоток можно пользоваться формулами (7.18) и (7.18а), приняв в них $k_з = 1$.

Формулы (7.17)—(7.19) справедливы как для масляных, так и для сухих трансформаторов с расчетной температурой обмоток, к которой приведены потери короткого замыкания, 75 °С. При расчете сухих трансформаторов с расчетной температурой обмоток 115 °С можно пользоваться (7.17)—(7.19), заменив в них коэффициенты 107, 172, 214 и 344 соответственно на 131, 194, 262 и 388.

Расчет основных потерь в отводах сводится к определению длины проводников и массы металла в отводах. Этот расчет может быть произведен после окончательного установления конструкции отводов. В процессе расчета может быть произведено приближенное определение массы металла отводов.

Принимая сечение отвода равным сечению витка обмотки

$$П_{отв} \approx П_{обм}, \qquad (7.20)$$

общую длину проводов для соединения в звезду

$$l_{отв} \approx 7{,}5 l, \qquad (7.21)$$

и для соединения в треугольник

$$l_{отв} \approx 14 l, \qquad (7.22)$$

массу металла проводов отводов можно найти по формуле

$$G_{отв} = l_{отв} П_{отв} \gamma, \qquad (7.23)$$

где $l_{отв}$, м, $П_{отв}$, м^2, γ — плотность металла отводов (для меди $\gamma_М = 8900$ кг/м^3, для алюминия $\gamma_А = 2700$ кг/м^3).

Основные потери в отводах определяются по формуле

$$P_{отв} = k J^2 G_{отв}, \qquad (7.24)$$

где k в зависимости от металла отводов принимается таким же, как в (7.3) и (7.4).

В силовых трансформаторах общего назначения потери в отводах составляют, как правило, не более 5—8 % потерь короткого замыкания, а добавочные потери в отводах — не более 5 % основных потерь в отводах. Поэтому предварительный расчет потерь с определением длины отводов по формулам (7.21) и (7.22) дает достаточно точный результат, и необходимость в определении добавочных потерь в отводах отпадает.

Потери в стенках бака и других стальных деталях трансформатора

Поля рассеяния обмоток и отводов трансформатора, возникая в пространстве окружающем эти части, проникают также и в ферромагнитные детали конструкции трансформатора — стенки бака, прессующие балки ярм, прессующие кольца обмоток и т. д.

Потери, возникающие в этих ферромагнитных деталях от гистерезиса и вихревых токов, также относятся к потерям короткого замыкания. Эти потери зависят от распределения и интенсивности поля рассеяния, от расположения, формы и размеров ферромагнитных деталей и нестабильных магнитных свойств современных конструкционных сталей.

Расчет и учет потерь в деталях конструкции представляет достаточно сложную задачу, для решения которой различными авторами предложен ряд методов более или менее приближенного расчета, основанных на ряде допущений в построении поля рассеяния вблизи ферромагнитных деталей, в приведении реальных размеров бака к условным расчетным размерам и на учете среднестатистических магнитных свойств материалов. Несмотря на ряд упрощений, эти методы требуют большой расчетной работы с применением средств вычислительной техники и при применении различных методов к одному реальному объекту могут дать существенно различающиеся результаты.

С ростом номинальной мощности трансформатора возрастают поток и напряженность магнитного поля рассеяния. Это особенно сказывается в трехобмоточных трансформаторах, где поток рассеяния при работе на двух крайних обмотках может достигать 18—25 % потока основного магнитного поля трансформатора, и в автотрансформаторах, где он достигает 30—40 %. Вместе с ростом мощности возрастают и потери от гистерезиса и вихревых токов в

ферромагнитных деталях конструкции трансформатора — стенке бака, ярмовых балках, прессующих кольцах обмоток и т. д. Эти потери не только понижают КПД трансформатора, но при концентрации потерь в отдельных деталях также создают опасность нагрева этих деталей до недопустимой температуры. Особое значение проблема этих потерь приобретает при мощностях от 80 000 кВ·А и более.

Задачей расчетчика и конструктора трансформатора является не только расчет добавочных потерь в деталях конструкции, но также и правильный выбор конструктивных форм магнитной системы, обмоток, стенок бака и других деталей, обеспечивающих получение наименьших добавочных потерь в деталях конструкции и отсутствие мест опасного сосредоточения этих потерь.

Основными мерами по уменьшению добавочных потерь в настоящее время служат: рациональное распределение витков обмоток и поля рассеяния в трансформаторе, правильный выбор размеров и формы деталей, применение материалов, в которых не возникают или возникают малые потери в переменном магнитном поле.

В целях рационального распределения поля рассеяния вблизи ферромагнитных конструктивных деталей, например ярмовых балок, стенок бака и т. д., параллельно с этими деталями могут быть установлены магнитные экраны в виде пакетов из пластин электротехнической стали, обладающей высокой магнитной проницаемостью. Вследствие того что поле рассеяния обмоток возникает и замыкается в неферромагнитной среде в зоне внутри и вне обмоток, его магнитный поток практически не зависит от наличия или отсутствия в этой зоне отдельных ферромагнитных основных деталей конструкции или экранирующих их элементов. Поэтому в каждой паре конструктивная деталь — экранирующий элемент магнитное поле на данном участке будет сосредоточено в большей части в экранирующем элементе. При этом в электротехнической стали магнитного экрана при индукциях, имеющих место в зоне поля рассеяния, около 0,1—0,2 Тл потери будут во много раз меньше, чем в этой конструктивной детали, не защищенной магнитным экраном. Изготовление экранирующих элементов для стенки бака трансформатора требует затраты значительного количества электротехнической стали, однако для изготовления этих элементов могут быть частично использованы отходы, получающиеся при продольной разрезке рулонной стали на ленты.

Дополнительные затраты электротехнической стали на изготовление магнитных экранов экономически оправдываются уменьшением потерь в экранируемых деталях преимущественно в трансформаторах с достаточно большой номинальной мощностью — от 80 000—100 000 кВ·А и выше.

Большой эффект в снижении добавочных потерь может дать замена ряда стальных деталей — прессующих колец обмоток, ярмовых балок и т. д. — деталями из специальных немагнитных сталей или пластмасс, дающих возможность уменьшить эти потери или вообще избавиться от них. Интересно отметить, что некоторые иностранные фирмы в трансформаторах мощностью до 10 000—16 000 кВ·А заменяют стальные ярмовые балки склеенными из деревянных пластин.

Следует отчетливо представлять, что ферромагнитная конструктивная деталь — прессующее кольцо обмотки, стенка бака и др., сосредоточивая в себе некоторую часть поля рассеяния, экранирует область пространства, расположенную за этой деталью, практически не допуская распространения поля в эту область. При замене ферромагнитной детали неферромагнитной экранирующее действие детали исчезает. Так, при замене стальной стенки бака стенкой из неферромагнитного материала магнитное поле рассеяния обмоток получит свободный выход в пространство вне объема трансформатора, и предвидеть последствия проникновения этого поля в металлоконструкции подстанции и воздействия его на персонал подстанции и на работу электромагнитных приборов и устройств далеко не просто.

Поскольку при рациональной конструкции трансформатора потери в ферромагнитных конструктивных деталях составляют сравнительно небольшую часть потерь короткого замыкания, расчетное определение этих потерь для трансформаторов общего назначения в ограниченном диапазоне мощностей можно проводить, используя приближенные методы. На этапе расчета обмоток, когда размеры бака еще не известны, для трансформаторов мощностью от 100 до 63 000 кВ·А можно с достаточным приближением определить потери в баке и деталях конструкции, Вт,

$$P_б \approx 10kS, \tag{7.25}$$

где S — полная мощность трансформатора, кВ·А; k — коэффициент, определяемый по табл. 7.1.

После расчета бака для трансформаторов мощностью

Таблица 7.1. **Значения коэффициента k в (7.25)**

Мощность, кВ·А	До 1000	1000—4000	6300—10 000	16 000—25 000	40 000—63 000
k	0,015—0,02	0,025—0,04	0,04—0,045	0,045—0,053	0,06—0,07

от 10 000 до 63 000 кВ·А добавочные потери в стенках могут быть приближенно подсчитаны для частоты 50 Гц по приближенной формуле

$$P_б \approx \frac{ku^2_р \Phi^2 l^3 \cdot 10^4}{p_б [l+2(R-r_{12})]^2}, \tag{7.26}$$

где $k=2{,}20$ при $u_к \leqslant 11{,}5$ %; $k=1{,}50$ при $u_к > 11{,}5$ %; Φ — поток одного стержня, равный $П_с B_с$, Вб; l — высота обмотки, м: $p_б$ — периметр гладкого бака, м; R — средний радиус бака, м, $R=(A+B-2C)/4$ (A — длина бака; B — ширина бака; C — расстояние между осями стержней); r_{12} — средний радиус канала рассеяния, м.

В трехобмоточных трансформаторах рассчитывают три значения потерь короткого замыкания для трех случаев работы трансформатора при нагрузке 100 % номинальной мощности, как в двухобмоточных, на обмотках ВН и СН, ВН и НН, СН и НН. За потери короткого замыкания трехобмоточного трансформатора принимается наибольшее из этих трех значений $P_к$.

Расчет основных потерь короткого замыкания для каждой из обмоток трехобмоточного трансформатора производится так же, как и для двухобмоточного. При этом считают, что каждая обмотка нагружена током, соответствующим 100 %-ной номинальной мощности трансформатора (для обмоток, рассчитываемых на 67 % номинальной мощности, 1,5 значения номинального тока).

Добавочные потери в двух крайних обмотках — наружной обмотке ВН и внутренней обмотке (СН или НН) — рассчитываются так же, как и для двухобмоточного трансформатора, по (7.12) или одной из последующих формул.

Добавочные потери в средней из трех обмоток на каждом стержне (НН или СН) рассчитываются для двух различных режимов работы — для 100 %-ной нагрузки этой обмотки с любой из двух других обмоток по (7.12) или одной из последующих и для 100 %-ной нагрузки двух других (крайних) обмоток при отсутствии тока в средней обмотке.

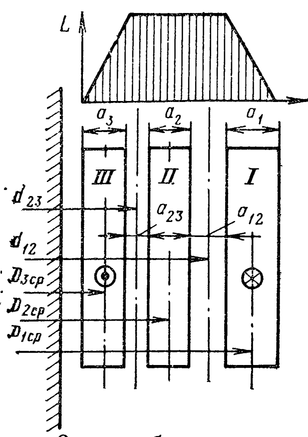


Рис. 7.4. К расчету добавочных потерь и напряжения короткого замыкания в трехобмоточном трансформаторе. Распределение поля рассеяния при нагрузке двух крайних обмоток *I* и *III*

В последнем случае средняя обмотка не имеет собственного поля рассеяния, но находится в магнитном поле с постоянной по ширине обмотки индукцией, созданном двумя крайними обмотками (рис. 7.4). Это поле вызывает в средней обмотке потери от вихревых токов $P_{вII}$, Вт, примерно в 3 раза большие, чем при участии этой обмотки в номинальном двухобмоточном режиме. Эти потери могут быть рассчитаны по формуле

$$P_{вII} = \left(k_{д,к} - 1\right) P_{оснII}, \tag{7.27}$$

где $k_{д,к}$ — коэффициент добавочных потерь, рассчитанный для средней обмотки по (7.11) при $k=n$ (n—число проводов обмотки в радиальном направлении); $P_{осн\,II}$ — основные потери в средней обмотке при токе, соответствующем 100 %-ной номинальной мощности трансформатора.

Расчет потерь в отводах для трехобмоточного трансформатора проводится так же, как и для двухобмоточного, отдельно для каждой из трех обмоток, при токе, соответствующем 100 %-ной номинальной мощности.

Потери в стенках бака и стальных деталях конструкции определяются для трех случаев нагрузки трансформатора ВН — СН, ВН — НН и СН — НН по (7.26) для соответствующих значений $u_р$.

Полные потери короткого замыкания для каждой пары обмоток трехобмоточного трансформатора могут быть подсчитаны по (7.1). При этом для каждой пары обмоток должно быть подставлено свое значение $P_б$, а при определении потерь пары крайних обмоток *I* и *III* по рис. 7.4 прибавлены добавочные потери в средней обмотке $P_{в\,II}$, найденные по (7.27).

Расчет потерь короткого замыкания двухобмоточного автотрансформатора проводится так же, как для двухобмоточного трансформатора для токов обмоток I_1 и I_2. При этом $P_б$ рассчитывается для расчетного напряжения $u_{к,р}$

(§ 3.2). При расчете потерь для трехобмоточного автотрансформатора с автотрансформаторной связью двух обмоток и трансформаторной связью между этими обмотками и обмоткой *III* следует учитывать замечания, изложенные в § 7.1 (расчет потерь для трехобмоточных трансформаторов) и указания § 3.2 (расчет автотрансформаторов).

7.2. РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЯ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Напряжением короткого замыкания двухобмоточного трансформатора называется приведенное к расчетной температуре напряжение, которое следует подвести при номинальной частоте к зажимам одной из обмоток при замкнутой накоротко другой обмотке, чтобы в обеих обмотках установились номинальные токи. При этом переключатель должен находиться в положении, соответствующем номинальному напряжению.

Напряжение короткого замыкания определяет падение напряжения в трансформаторе, его внешнюю характеристику и ток короткого замыкания. Оно учитывается также при подборе трансформатора для параллельной работы.

В трехобмоточном трансформаторе напряжение короткого замыкания определяется подобным же образом для любой пары его обмоток при разомкнутой третьей обмотке. Поэтому трехобмоточный трансформатор имеет три различных напряжения короткого замыкания. Для всех трансформаторов напряжение короткого замыкания и его составляющие принято выражать в процентах номинального напряжения, а активную составляющую определять для средней эксплуатационной температуры обмоток 75 °С для всех масляных и сухих трансформаторов с изоляцией классов нагревостойкости А, Е, В. Для трансформаторов с изоляцией классов F, Н, С расчетная температура 115 °С. Активная составляющая напряжения короткого замыкания, В, может быть записана так: $U_а = r_к I_{ном}$, где $r_к$ — активное сопрогивление короткого замыкания трансформатора, приведенное к одной из его обмоток, с учетом добавочных потерь в обмотках, потерь в отводах и металлических конструкциях; $I_{ном}$ — номинальный ток обмотки, к числу витков которой приведено сопротивление $r_к = r_1 + r_2'$.

Выражая активную составляющую в процентах номинального напряжения, получаем

$$u_а = \frac{U_а}{U_{ном}} 100 = \frac{r_к I_{ном}}{U_{ном}} 100.$$

Умножая числитель и знаменатель на число фаз m и номинальный фазный ток $I_{ном}$, получаем формулу, справедливую для трансформаторов с любым числом фаз:

$$u_а = \frac{r_к I^2_{ном} m}{U_{ном} I_{ном} m} 100 = \frac{P_к}{S \cdot 10^3} 100 = \frac{P_к}{10S}, \qquad (7.28)$$

где $P_к$ — потери короткого замыкания трансформатора, Вт; S — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Для трехобмоточного трансформатора S — наибольшая из мощностей трех обмоток (100 %); для автотрансформатора $S=S_{тип}$ — типовая мощность, если нужно получить расчетное значение $u_{а,р}$, и $S=S_{прох}$ — проходная мощность, если нужно получить сетевое значение $u_{а,с}$.

Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, В, может быть записана так: $U_р = x_к I_{ном}$, где $x_к = x_1 + x'_2$ — реактивное сопротивление короткого замыкания трансформтора, приведенное к одной из его обмоток. Выражая реактивную составляющую напряжения в процентах, получаем

$$u_р = \frac{x_к I_{ном}}{U_{ном}} 100. \qquad (7.29)$$

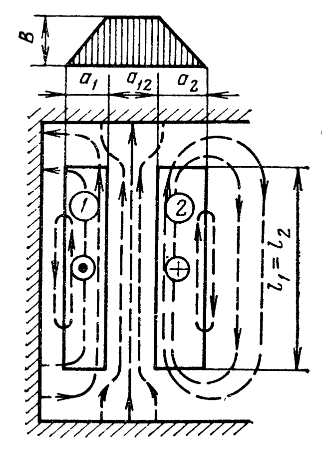


Рис. 7.5. Поле рассеяния двух концентрических обмоток

Из общей теории трансформаторов известно, что реактивное сопротивление трансформатора для простейшего случая взаимного расположения концентрических обмоток по рис. 7.5 при равной высоте обмоток и равномерном распределении витков по их высоте может быть представлено в виде (7.30). Это выражение учитывает продольное (осевое) поле рассеяния обмоток, предполагая все индукционные линии в пределах высоты обмотки прямыми, параллельными оси обмотки с поправкой на отклонение индукционных линий от этого направления вблизи торцов обмотки, учитываемое коэффициентом $k_р$:

$$x_к = \frac{7,9 f w^2 \pi d_{12}}{l} a_р k_р \cdot 10^{-6}. \qquad (7.30)$$

Подставив $x_к$ в (7.29) и заменив в этом выражении $U_{ном}$ на $u_в w$, получим

$$u_р = \frac{7,9 f w I \pi d_{12} a_р k_р}{u_в l} 10^{-4}. \qquad (7.31)$$

Отношение $\frac{\pi d_{12}}{l} = \beta$ является одним из основных соотношений, определяющих распределение активных материалов в трансформаторе. Введя это обозначение и заменив в числителе выражения (7.31) число витков $w = U_н/u_в$, получим

$$u_р = \frac{7,9 f S' \beta a_р k_р}{u_в^2} 10^{-1}. \qquad (7.32)$$

Ширина приведенного канала рассеяния $a_р$, м, в (7.30)—(7.32) в тех случаях, когда радиальные размеры обмоток a_1 и a_2 равны или мало отличаются друг от друга (в трансформаторах мощностью $S < 10\,000$ кВ·А), может быть принята равной

$$a_р \approx a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3}.$$

При расчете трансформаторов мощностью от 10 000 кВ×А следует учитывать неравенство размеров a_1 и a_2 и определять $a_р$ по формуле

$$a_р = \frac{d_{12} a_{12} + D_{ср1} a_1/3 + D_{ср2} a_2/3}{d_{12}},$$

где d_{12} — средний диаметр канала между обмотками, м; $D_{ср1}$ и $D_{ср2}$ — средние диаметры обмоток, м.

При расчете $u_р$ по (7.31) и (7.32), а также при всех дальнейших расчетах следует пользоваться реальными размерами рассчитанных обмоток трансформатора (a_1, a_2, a_{12}, d_{12}, l), а не приближенными значениями β и $a_р$, найденными при определении основных размеров трансформатора. Весь расчет напряжения короткого замыкания проводится для одного стержня трансформатора. Поэтому при пользовании формулами для определения $u_р$ при расчете как трехфазного, так и однофазного трансформатора следует подставлять в эти формулы ток, напряжение и мощность, а также число витков обмотки одного стержня для номинального режима.

Коэффициент $k_р$, учитывающий отклонение реального поля рассеяния от идеального параллельного поля, вызванное конечным значением осевого размера обмоток l по сравнению с их радиальными размерами (a_{12}, a_1, a_2), для случая расположения обмоток по рис. 7.5 может быть подсчитан по приближенной формуле

$$k_р \approx 1 - \sigma\left(1 - e^{-1/\sigma}\right), \tag{7.33}$$

или более простой

$$k_р \approx 1 - \sigma,$$

где $\sigma = (a_{12} + a_1 + a_2)/(\pi l)$.

Обычно $k_р$ при концентрическом расположении обмоток и равномерном расположении витков по их высоте колеблется в пределах от 0,93 до 0,98. Равномерное распределение витков по высоте каждой обмотки при равенстве высот обеих обмоток является наиболее рациональным. При этом осевые силы в обмотках при аварийном коротком замыкании трансформатора будут наименьшими. Речь идет о равномерном распределении витков, в которых протекает электрический ток. При отсутствии тока в части витков обмотки эти витки с точки зрения образования магнитного поля рассеяния являются отсутствующими.

Неравномерное распределение витков, нагруженных током по высоте бывает вынужденным, например при размещении в середине высоты обмотки ВН с ПБВ регулировочных витков, отключаемых при регулировании со ступени +5 до ступени −5 % номинального напряжения (рис. 7.6, *а*). Чрезвычайно редко умышленно допускают неравенство высот обмоток по рис. 7.6, *б* или *в*. В трансформаторах с РПН витки каждой ступени регулирования обычно располагаются по всей высоте обмотки (см. рис. 6.9).

Реальное поле рассеяния обмоток для случая выключения части витков одной из обмоток по рис. 7.6, *а* может быть в упрощенном виде представлено в виде суммы двух

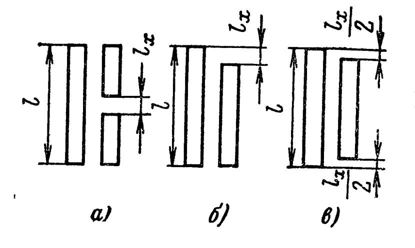


Рис. 7.6. Различные случаи взаимного расположения обмоток трансформатора

полей: продольного, созданного полным числом витков обмоток с током, и поперечного, вызванного током витков, нескомпенсированных вследствие разности высот обмоток. Показанное на рис. 7.7 распределение индукции поперечного поля рассеяния является приближенным. Оно не учитывает поперечной составляющей вблизи торцов обмотки и взаимного влияния различных частей обмотки и их зеркальных изображений в ферромагнитной поверхности стержня. Ис-

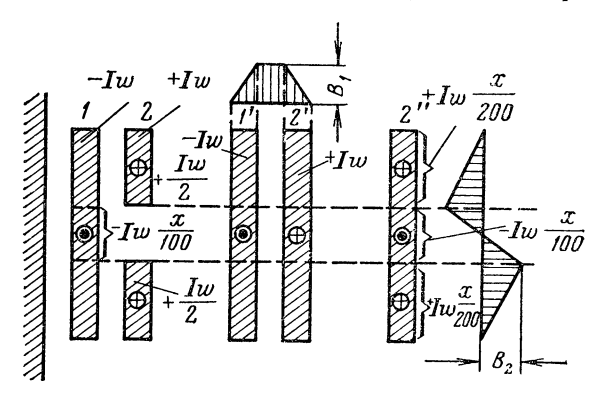


Рис. 7.7. Разложение реальной обмотки с выключением витков в середине высоты на две фиктивные обмотки

пользование этой приближенной картины поля для внесения поправки в расчет $u_р$ возможно потому, что сама эта поправка для концентрических обмоток составляет не более 3—5 % $u_р$.

Анализ этого и других случаев взаимного расположения обмоток показывает, что реактивное сопротивление обмоток в этих частных случаях распределения витков по высоте может приближенно определяться по формуле

$$x_к = x'_к k_q, \tag{7.34}$$

где x' находят по (7.30) без учета неравномерного распределения витков по высоте; k_q — коэффициент, приближенно определяемый по формуле

$$k_q \approx 1 + lx^2/(ma_р k_р); \tag{7.35}$$

здесь $x = l_x/l$ (l_x и l — по рис. 7.6).

При определении x следует считать, что трансформатор работает на средней ступени напряжения ВН. Значения m

можно принять равными: $m=3$ для рис. 7.6, *а* и *в*; $m=0{,}75$ для рис. 7.6, *б*.

В соответствии с ГОСТ для всех трансформаторов с РПН мощностью от 1000 кВ·А и выше должны рассчитываться значения напряжения короткого замыкания не только для средней, но также и для двух крайних ступеней диапазона регулирования напряжения [6].

Для трансформаторов с регулированием напряжения в пределах до 10 % при расположении регулировочных витков по рис. 7.6, *а* или *в* значения k_q обычно лежат в пределах от 1,01 до 1,06.

Подобно $x_к$ определяется в этих случаях и реактивная составляющая напряжения короткого замыкания

$$u_р = u'_р k_q, \qquad (7.36)$$

где $u'_р$ находят по (7.31) или (7.32).

После определения активной и реактивной составляющих напряжение короткого замыкания трансформатора может быть найдено по формуле

$$u_к = \sqrt{u_а^2 + u_р^2}. \qquad (7.37)$$

Расчет напряжения короткого замыкания для трехобмоточного трансформатора проводится в том же порядке, как и для двухобмоточного. При этом определяются $u_а$, $u_р$ и $u_к$ для всех возможных сочетаний трех обмоток, а именно ВН — СН, ВН — НН и СН — НН. При определении $u_р$ для внутренней *III* по рис. 7.4 и наружной *I* обмоток в $a_р$ в качестве изоляционного промежутка между наружной и средней обмотками a_{13} включаются: ширина a_{12} канала между наружной и средней обмотками, ширина a_2 средней обмотки и ширина a_{23} канала между средней и внутренней обмотками. В этом случае

$$a_р = a_{12} + a_2 + a_{23} + (a_1 + a_3)/3$$

или для трансформаторов мощностью 10 000 кВ·А и более

$$a_р = \frac{d_{13}(a_{12} + a_2 + a_{23}) + D_{ср1} a_1/3 + D_{ср3} a_3/3}{d_{13}},$$

где $d_{13} = D_{ср3} + a_3 + a_{23} + a_2 + a_{12}$ — по рис. 7.4.

Определение $a_р$ для сочетаний обмоток *I—II* и *II—III* осуществляется, как для двухобмоточного трансформатора. Во всех случаях, даже если одна или две обмотки рассчитаны на мощность 67 % заданной мощности трансформато-

ра, в (7.32) следует подставлять мощность S', определяемую для обмотки стержня, имеющей наибольшую мощность (100 %). Все радиальные размеры и диаметры измеряются в метрах.

При расчете двухобмоточного автотрансформатора его расчетные величины $u_а$, $u_р$ и $u_к$, определяются также, как и для двухобмоточного трансформатора, по реальным размерам обмоток и типовой мощности автотрансформатора. Эти же параметры, отнесенные к сети, определяются по расчетным значениям путем умножения их на коэффициент выгодности (см. § 3.2), например

$$u_{к,с} = u_{к,р} k_в.$$

Расчет напряжения короткого замыкания и его составляющих для автотрансформатора, имеющего третью обмотку с трансформаторной связью с первой и второй обмотками, производится так же, как и для трехобмоточного трансформатора, с учетом особенностей расчета автотрансформаторов для обмоток, имеющих автотрансформаторную связь.

Напряжение короткого замыкания должно совпадать с $u_к$, регламентированным ГОСТ или заданным в технических условиях (задании) на проект трансформатора. Согласно ГОСТ 11677-85 напряжение короткого замыкания готового трансформатора на основном ответвлении не должно отличаться от гарантийного значения более чем на ± 10 %. При изготовлении трансформатора вследствие возможных отклонений в размерах обмоток (в частности, в размерах a_1, a_2 и d_{12}), лежащих в пределах нормальных производственных допусков, $u_к$ готового трансформатора может отличаться от расчетного значения на ± 5 %. Для того чтобы отклонение $u_к$ у готового трансформатора не выходило за допустимый предел (± 10 % гарантийного значения), рекомендуется при расчете трансформатора не допускать отклонений в расчетном значении напряжения короткого замыкания более чем ± 5 % гарантийного значения.

В тех случаях, когда полученное значение $u_к$ отклоняется более чем на ± 5 % заданного (гарантийного), его изменение в нужном направлении может быть достигнуто за счет изменения реактивной составляющей $u_р$. Небольшие изменения могут быть получены путем увеличения или уменьшения осевого размера обмотки l при соответствующем уменьшении или увеличении радиальных размеров обмоток a_1 и a_2. Более резкое изменение $u_р$ достигается из-

менением напряжения одного витка $u_в$ за счет увеличения или уменьшения диаметра стержня магнитной системы d или индукции $B_с$ в нем. Изменять в этих целях изоляционное расстояние a_{12} не рекомендуется.

7.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СИЛ В ОБМОТКАХ И НАГРЕВА ОБМОТОК ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ

Процесс короткого замыкания трансформатора, являющийся аварийным режимом, сопровождается многократным увеличением токов в обмотках трансформатора по сравнению с номинальными токами, повышенным нагревом обмоток и ударными механическими силами, действующими на обмотки и их части. Проверка обмоток на механическую прочность при коротком замыкании включает:

1) определение наибольшего установившегося и наибольшего ударного тока короткого замыкания;

2) определение механических сил между обмотками и их частями;

3) определение механических напряжений в изоляционных опорных и междукатушечных конструкциях и в проводах обмоток;

4) определение температуры обмоток при коротком замыкании.

Действующее значение установившегося тока короткого замыкания определяется согласно ГОСТ 11677-85 с учетом сопротивления питающей сети для основного ответвления обмотки

$$I_{к,у} = \frac{100 I_{ном}}{u_к \left(1 + 100 S_{ном}/(u_к S_к)\right)}, \qquad (7.38)$$

где $I_{ном}$ — номинальный ток соответствующей обмотки, А; $S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора, МВ·А; $S_к$ — мощность короткого замыкания электрической сети по табл. 7.2, МВ·А; $u_к$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Действующее значение наибольшего установившегося тока короткого замыкания для трансформаторов мощностью менее 1,0 МВ·А определяется по формуле (если принять $S_к = \infty$)

$$I_{к,у} = I_{ном} \frac{100}{u_к},$$

где $I_{ном}$ — номинальный ток соответствующей обмотки, катушки или витка.

Таблица 7.2. **Определение мощности короткого замыкания электрической сети $S_к$ [к формуле (7.38)]**

Класс напряжения ВН, кВ	6—10	10—35	110	150	220	330	500
Мощность короткого замыкания электрической сети, МВ·А	500	2500	15 000	20 000	25 000	35 000	50 000

Примечание. Для однофазного трансформатора значения $S_к$, полученные из табл. 7.2, делить на 3.

В трехобмоточных трансформаторах каждая обмотка связана с двумя другими обмотками различными напряжениями короткого замыкания $u_к$. В (7.38) для каждой обмотки следует подставлять меньшее из двух значений $u_к$. Для автотрансформаторов в (7.38) следует подставлять сетевое значение $u_{к,с}$.

В начальный момент ток короткого замыкания вследствие наличия апериодической составляющей может значительно превысить установившийся ток и вызвать механические силы между обмотками, превышающие в несколько раз силы при установившемся токе короткого замыкания. Согласно общей теории трансформаторов это наибольшее мгновенное значение тока короткого замыкания — ударный ток короткого замыкания, определяемый по формуле

$$i_{к max} = \sqrt{2} k_{max} I_{к,у}, \qquad (7.39)$$

где k_{max} — коэффициент, учитывающий максимально возможную апериодическую составляющую тока короткого замыкания,

$$k_{max} = 1 + e^{-\pi u_а / u_р}. \qquad (7,40)$$

В табл. 7.3 приведены значения $k_{max}\sqrt{2}$ для различных соотношений $u_р$ и $u_а$.

Наибольшую опасность при коротком замыкании представляют для обмоток трансформатора механические силы, возникающие между обмотками и их частями. Их необходимо учитывать при расчете и конструировании трансформатора, в противном случае они могут привести к разрушению обмотки, к деформации или разрыву витков или разрушению опорных конструкций.

Таблица 7.3. Значения $k_{max}\sqrt{2}$ при различных значениях $u_р/u_а$

$u_р/u_а$	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0
$k_{max}\sqrt{2}$	1,51	1,63	1,75	1,95	2,09
$u_р/u_а$	5,0	6,0	8,0	10,0	14 и более
$k_{max}\sqrt{2}$	2,19	2,28	2,38	2,46	2,55

Механические силы возникают в результате взаимодействия тока в обмотке с магнитным полем обмоток. Расчет сил, так же как и расчет поля обмоток, представляет очень сложную задачу. Эта задача еще осложняется тем, что обмотки трансформатора не являются монолитными в механическом отношении. Конструктивно каждая обмотка трансформатора состоит из проводников, разделенных витковой изоляцией в виде обмотки из кабельной бумаги или пряжи и в некоторых видах обмоток междуслойной изоляцией — прослойками из кабельной бумаги или картона. Между катушками, а в некоторых обмотках и между витками размещаются прокладки, набранные из электроизоляционного картона. Механические силы, возникающие при коротком замыкании и действующие на проводники обмотки, неравномерно распределяются между ее витками. Суммируясь, они создают силы, действующие на междукатушечную и опорную изоляцию обмоток, рейки, образующие вертикальные каналы, и изоляционные цилиндры.

Одним из условий, позволяющих получить обмотку, хорошо противостоящую воздействию механических сил, возникающих при коротком замыкании трансформатора, является максимальная монолитность ее механической структуры. Это достигается путем предварительной прессовки электроизоляционного картона, используемого для изготовления изоляционных деталей обмотки, механического поджима витков обмотки в осевом и радиальном направлениях при ее намотке и осевой опрессовки обмотки после ее намотки и сушки силами, близкими к осевым силам при коротком замыкании. Механическая монолитизация может быть также усилена пропиткой обмотки после ее изготовле-

ния, сушки и опрессовки глифталевым или другим лаком.

Для упрощения задачи при расчетах трансформаторов обычно производится проверочное определение суммарных механических сил, действующих на всю обмотку по полному потоку рассеяния или по полному току обмотки. Обмотка при этом считается монолитной в механическом отношении. Механические силы, которые определяются при таком расчете, являются в известной мере условными, однако расчет этих сил позволяет практически правильно оценить общую механическую прочность трансформатора при коротком замыкании.

Сила, действующая на каждый провод витка, зависит от тока этого провода, который в большинстве обмоток можно считать одинаковым для всех проводов данной обмотки, и индукции поля рассеяния в месте нахождения провода, которая будет различной для различных проводов, расположенных в разных частях обмотки. Рассматривая в совокупности всю обмотку как монолитное тело и все поле рассеяния, можно найти суммарные силы, действующие на обмотку в осевом и радиальном направлениях, и получить общее приближенное представление о механической прочности обмоток.

При рассмотрении суммарных сил, действующих на обмотки, обычно раздельно оценивают силы осевые, т. е. сжимающие обмотку в осевом направлении, и силы радиальные, растягивающие внешнюю обмотку и изгибающие и сжимающие провода внутренней обмотки. Осевые силы оказывают давление на междукатушечную, междувитковую и опорную изоляцию обмотки, для которой должна быть обеспечена прочность на сжатие. Прочность металла проводов при сжатии в этом случае считается достаточной. Оценка осевых сил по полному току обмотки дает приближенную картину механических воздействий осевых сил. Более точное представление об осевых силах, действующих на отдельные части обмотки, может быть получено только при учете распределения индукции поля рассеяния в данной обмотке.

Радиальные силы оказывают различное воздействие на наружную и внутреннюю обмотки. Они наиболее опасны для проводов внутренней обмотки, испытывающих сжатие и изгибающихся под действием радиальных сил в пролетах между рейками, на которых намотана обмотка. Нарушение равновесия обмотки и разрушение ее возможны как вследствие изгиба провода в пролетах между рейками (см. рис.

7.9, *б*), так и вследствие потери устойчивости (см. рис. 7.9, *в*). Следует иметь в виду, что расчет и оценка механических сил производятся для средних их значений. В отдельных проводах механические силы будут значительно больше.

Задача расчета механических сил, возникающих в обмотках трансформатора при коротком замыкании, является чрезвычайно сложной, и ее решение простыми средствами с определением суммарных сил, действующих на обмотку, позволяет произвести лишь общую приближенную оценку механической прочности и устойчивости обмоток. Достаточно точное решение требует определения продольной и поперечной составляющих индукции поля рассеяния, по крайней мере для осевых линий сечения каждой обмотки, и находится путем расчета по сравнительно сложным методикам для осевых и радиальных сил во внутренних и наружных обмотках.

Задачей расчетчика является не только расчет и оценка сил, действующих на витки обмоток и целые обмотки, но также и обеспечение конструктивных мер, направленных на уменьшение возможных механических сил, возникающих в отдельных частях обмоток. К числу этих мер относятся — равномерное распределение витков по высоте каждой из обмоток, выполнение всех обмоток стержня с одной высотой, симметричное расположение всех отключаемых витков обмоток ВН по отношению к середине высоты обмотки. Следует иметь в виду, что винтовые обмотки, особенно имеющие два и большее число ходов, при равной высоте с катушечными вследствие винтового хода крайних витков фактически имеют меньшую высоту, чем катушечные. Для этих обмоток рекомендуется крайние витки укладывать в плоскости, перпендикулярной оси обмотки, а в двухходовых обмотках сдвигать начала (и концы) по окружности на 180°. Регулировочные витки обмоток ВН рекомендуется располагать по рис. 6.6, *б—г* или 6.9.

Для определения суммарных радиальных сил рассмотрим изображенный на рис. 7.8 простейший случай взаимного расположения обмоток трансформатора. Обе обмотки имеют равные высоты и равномерное распределение витков по высоте. Показано также распределение магнитных линий поля рассеяния. Это поле рассеяния может быть представлено в виде суммы двух полей: продольного, линии которого направлены параллельно оси обмотки, и поперечного, линии которого расходятся радиально. Распре-

деление индукции того и другого полей показано на рис. 7.8. Наличие поперечного поля объясняется конечным соотношением высоты обмотки и ее суммарной ширины (a_1+ $+a_{12}+a_2$). Чем выше и у́же обмотка, тем меньше поперечное поле.

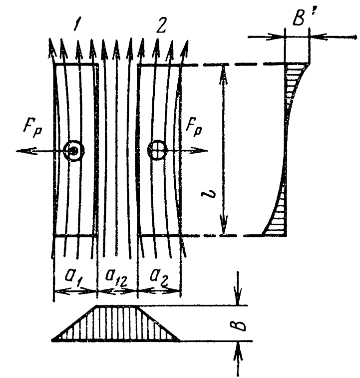


Рис. 7.8. Продольное и поперечное поля в концентрической обмотке

Определение механических сил в обмотке будем вести, рассчитывая отдельно силы, вызванные тем и другим полями. Рассмотрим наружную обмотку *2*. При показанном на рис. 7.8 направлении тока в ней механическая сила $F_р$ будет направлена в радиальном направлении вправо, стремясь оттолкнуть обмотку *2* от левой обмотки *1*.

Эта сила, Н,

$$F_р = B_{ср}\, i_{кmax}\, w l_в, \qquad (7.41)$$

где $B_{ср}$ — средняя индукции продольного поля, Тл; w — число витков обмотки; $l_в$ — средняя длина витка, м.

В свою очередь индукция, Тл,

$$B_{ср} = \frac{0,4\pi i_{кmax}\, w k_р}{2l}\, 10^{-6}. \qquad (7.42)$$

Подставляя это значение в (7.41) и принимая, что $l_в/l=\beta$, получаем

$$F_р = 0,628\, (i_{кmax}\, w)^2\, \beta k_р \cdot 10^{-6}; \qquad (7.43)$$

здесь коэффициент $k_р$ при расчете суммарных радиальных и осевых сил может быть приближенно определен по (7.33); w — полное число витков одной из обмоток (для обмотки ВН на средней ступени); $i_{к\,max}$ — мгновенное максимальное значение тока этой обмотки при коротком замыкании, найденное по (7.39).

Формула (7.43) дает суммарную радиальную силу, действующую на наружную обмотку и стремящуюся растянуть ее. Такая же, но направленная прямо противоположно сила действует на внутреннюю обмотку, стремясь сжать ее. Обе эти силы равномерно распределены по окружности обеих обмоток, как это показано на рис. 7.9, *а*.

Суммарная осевая сила при расположении обмоток по

рис. 7.8 может быть рассчитана на основании следующих соображений.

Поперечное поле рассеяния, направления которого для рассмотренного случая в верхней и нижней половинах обмотки *2* прямо противоположны, вызывает в верхней половине обмотки *2* силу, направленную вниз, а в нижней по-

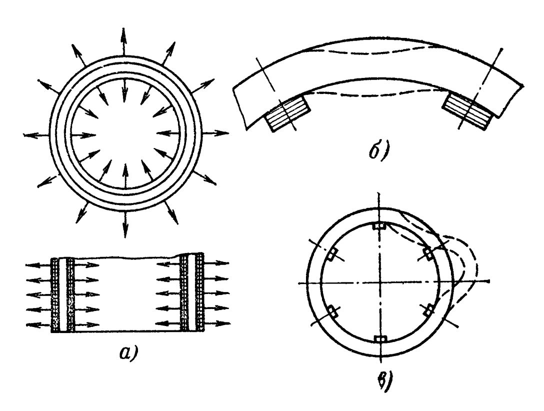


Рис. 7.9. Действие радиальных сил на концентрические обмотки:
а — распределение сил; *б* — деформация внутренней обмотки при изгибе; *в* — потеря устойчивости внутренней обмоткой

ловине — направленную вверх. Таким образом, эти силы F'_{oc} сжимают обмотку *2* в осевом направлении. Нетрудно показать, что силы, вызванные поперечным полем в обмотке *1*, также сжимают эту обмотку в осевом направлении.

Поперечное поле рассеяния имеет сложный характер. Расчет этого поля и сил, им вызванных, производится с меньшей точностью, чем для продольного поля. При этом более точно рассчитываются суммарные силы и значительно менее точно — силы, действующие на отдельные витки и катушки.

Осевая сила F'_{oc} может быть определена по (7.43), если в нее подставить B'_{cp} — среднюю индукцию поперечного поля; $w/2$ — половину числа витков одной из обмоток вместо w. Подробный анализ поперечного поля рассеяния для этого случая показывает, что средняя индукция B_{cp} может быть приближенно выражена через среднюю индукцию продольного поля при помощи простого соотношения

$$B'_{cp} = B_{cp} a_p / l, \qquad (7.44)$$

где $a_p = a_{12} + (a_1 + a_2)/3$ (a_p выражается в метрах).

Тогда осевая сила, Н,

$$F'_{\text{ос}} = \frac{0{,}4\pi i_{\text{к}max}wk_{\text{р}}}{2l}\frac{a_{\text{р}}}{l} i_{\text{к}max}\frac{w}{2} l_{\text{в}} \cdot 10^{-6} = 0{,}628\frac{(i_{\text{к}max}w)^2 l_{\text{в}} k_{\text{р}}}{l} 10^{-6} \frac{a_{\text{р}}}{2l}. \quad (7.45)$$

Сравнивая (7.45) с (7.43), получаем

$$F'_{\text{ос}} = F_{\text{р}} a_{\text{р}}/(2l).$$

Осевая сила $F'_{\text{ос}}$ является суммой элементарных осевых сил, приложенных к отдельным проводникам обмотки и направленных вниз в верхней половине и вверх в нижней половине каждой из обмоток. Максимального значения $F'_{\text{ос}}$ достигает на середине высоты обмотки. Осевые силы действуют на междукатушеччную и междувитковую изоляцию, которая должна быть проверена на сжатие.

В многослойных цилиндрических обмотках осевые силы могут сдвигать витки слоя обмотки, если они недостаточно плотно уложены при ее намотке. Стойкость такой обмотки при коротком замыкании существенно зависит от ее механической монолитности. Особенное внимание следует обращать на надежное крепление витков наружного слоя обмотки.

Кроме осевых сил, возникающих при коротком замыкании, в обмотке трансформатора при его сборке путем затяжки прессующих приспособлений создаются осевые силы прессовки с напряжением на изоляции от 2 до 10 МПа. Эти силы необходимы для того, чтобы в процессе механических воздействий в полной мере сохранялась механическая монолитность обмотки.

Поперечное поле рассеяния обмоток может возникнуть в трансформаторе также и вследствие неравномерного распределения витков по высоте одной из обмоток, в частности при размещении в обмотке витков и катушек, отключаемых при регулировании напряжения. Возникновение этого поля может привести к существенному увеличению осевых сил при коротком замыкании. В катушечных обмотках эти витки располагаются в катушках, размещаемых обычно в середине высоты обмотки (рис. 6.6, *в* и *г*). При отключении части регулировочных витков образуется зона, в которой отсутствуют витки, обтекаемые электрическим током. В многослойных цилиндрических обмотках трансформаторов с ПБВ неравномерность в распределении витков

ограничивается тем, что витки, служащие для регулирования напряжения, должны быть расположены равномерно по высоте обмотки (рис. 6.6, *б*) и включаться и отключаться ступенями, симметрично расположенными по отношению к середине ее высоты. В трансформаторах с РПН равномерное распределение отключаемых витков достигается применением схем по рис. 6.9, *а* и *б*.

При наличии разрыва по высоте обмотки поле рассеяния обмоток трансформатора (рис. 7.10) может быть пред-

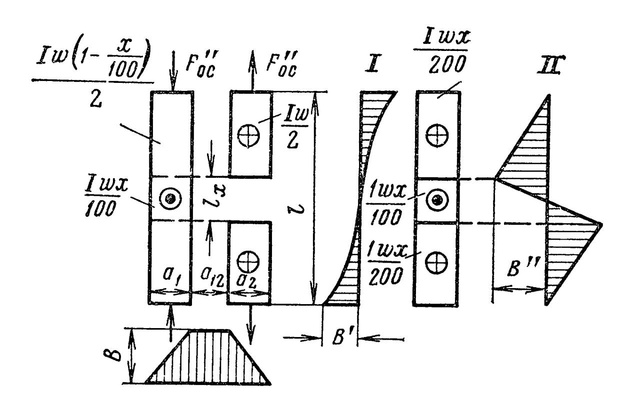


Рис. 7.10. Разложение поля рассеяния обмоток на три составляющие

ставлено в виде суммы трех полей, известного уже продольного поля с индукцией B, поперечного поля, вызванного конечным соотношением высоты и ширины обмоток, с индукцией B' и второго поперечного поля, вызванного фиктивной обмоткой *II* с индукцией B'' и числом витков $xw/100$, где x — выраженный в процентах высоты l

$$x = l_x \cdot 100/l,$$

не заполненный витками разрыв в обмотке ВН. Следует заметить, что, строго говоря, треугольная форма кривой B относится не к индукции, а к МДС поперечного поля.

Находим в этом случае, что силы, вызванные вторым поперечным полем, F''_{oc} направлены параллельно вертикальной оси обмоток. Они стремятся увеличить имеющуюся несимметрию в расположении витков обмоток, сжимают внутреннюю и растягивают наружную обмотку, прижимая последнюю к верхнему и нижнему ярмам. Сила F''_{oc} может быть определена по (7.41), если положить

$$B_{ср} = \frac{0{,}4\pi i_{k\,max} \frac{w_x}{200} k''_р \cdot 10^{-6}}{2a_2};$$

$$i = i_{к\,max}; \quad l = l_в; \quad w = w_{обм}/2,$$

где $w_{обм}$ — полное число витков той из обмоток, для которой подсчитан ток $i_{к\,max}$; $k''_р$ — коэффициент приведения для поперечного поля.

$$F''_{ос} = \frac{0{,}4\pi i_{к\,max}\, wxk''_р}{2 \cdot 200 a_2}\, i_{к\,max} \frac{w}{2}\, l_в 10^{-6}.$$

Заменяя $a_2/k''_р$ средней приведенной длиной индукционной линии поперечного поля l'' и $x = l_x \cdot 100/l$, получаем

$$F''_{ос} = 0{,}628 \frac{(i_{к\,max}\, w)^2}{l} l_в \frac{l_x}{l'' \cdot 4}\, 10^{-6}. \tag{7.46}$$

Первая дробь выражения (7.46) отличается от (7.43) для радиальной силы $F_р$ только отсутствием множителя $k_р$ для продольного поля. Вследствие этого осевая сила $F''_{ос}$ может быть выражена через $F_р$ следующим образом:

$$F''_{ос} = F_р \frac{l_x}{l''\, k_р\, m}. \tag{7.47}$$

Подобно предыдущему осевые силы $F''_{ос}$ могут быть определены также и для некоторых других случаев взаимного расположения обмоток, показанных на рис. 7.11. Анализ показывает, что и для этих случаев может быть применена формула (7.47) при различных значениях постоянного множителя m. На рис. 7.11 приведены значения m, а также показано расположение точек сосредоточения максимальных сжимающих осевых сил $F_{сж}$ по высоте обмоток НН и ВН (*1* и *2*) и указаны эти силы. Пользуясь этими данными, можно определить максимальное значение осевых сил в междукатушечной (междувитковой для винтовых обмоток) изоляции, а также давление обмотки на ярмо. Основные данные для $F_{сж}$ на рис. 7.11 приведены в предположении, что $F''_{ос} > F'_{ос}$. В отдельных случаях может оказаться, что $F'_{ос} > F''_{ос}$. Тогда распределение сил в обмотках может измениться и будет таким, как это показано на рис. 7.11. Осевые силы в значительной мере зависят от того, на какой ступени напряжения работает трансформатор, т. е. от разрыва в обмотке l_x. Наиболее неблагоприятным является случай работы на низшей ступе-

	Случай $F''_{oc} > F'_{oc}$		Другие случаи
	Обмотка 1	Обмотка 2	
а) 1, 2, l	F'_{oc} $F''_{oc}=0$ $F_я=0$; $F_{сж}=F'_{oc}$; $F_я=0$	F'_{oc} $F''_{oc}=0$ $F_я=0$; $F_{сж}=F'_{oc}$; $F_я=0$	—
б) $m=1$; 1, 2, l, l_x	F'_{oc} F''_{oc} $F_я=F''_{oc}$; $F_{сж}=F'_{oc}+\frac{F''_{oc}}{2}$; $F_я=0$	F'_{oc} F''_{oc} $F_я=0$; $F_{сж}=F'_{oc}+\frac{F''_{oc}}{2}$; $F_я=F''_{oc}$	—
в) $m=4$; 1, 2, l, l_x	F'_{oc} F''_{oc} $F_я=0$; $F_{ож}=F'_{oc}+F''_{oc}$; $F_я=0$	F'_{oc} F''_{oc} $F_я=F''_{oc}-F'_{oc}$; $F_{сж}=0$; $F_я=F''_{oc}-F'_{oc}$	Обмотка 2 $F'_{oc}>F''_{oc}$ $F_я=0$; $F_{сж}=F'_{oc}-F''_{oc}$; $F_я=0$
г) $m=4$; 1, 2, l, $\frac{l_x}{2}$	F'_{oc} F''_{oc} $F_я=F''_{oc}-F'_{oc}$; $F_{сж}=0$; $F_я=F''_{oc}-F'_{oc}$	F'_{oc} F''_{oc} $F_я=0$; $F_{сж}=F'_{oc}+F''_{oc}$; $F_я=0$	Обмотка 1 $F'_{oc}>F''_{oc}$ $F_я=0$; $F_{сж}=F'_{oc}-F''_{oc}$; $F_я=0$
д) $m=16$; 1, l, $\frac{l_x}{2}$	F'_{oc} F''_{oc} $F_я=0$; $F_{сж}=F''_{oc}+\frac{F''_{oc}}{2}$; $F_{сж}=F'_{oc}$; $F_{сж}=F''_{oc}+\frac{F'_{oc}}{2}$; $F_я=0$	F'_{oc} F''_{oc} $F_я=F''_{oc}-\frac{F'_{oc}}{2}$; $F_{сж}=F''_{oc}+\frac{F'_{oc}}{2}$; $F_я=F''_{oc}-\frac{F'_{oc}}{2}$	Обмотка 2 $\frac{F'_{oc}}{2}>F''_{oc}$ $F_я=0$; $F_{сж}=F'_{oc}$; $F_я=0$

Рис. 7.11. Распределение сжимающих осевых сил для различных случаев взаимного расположения обмоток

ни напряжения при наибольшем $l_х$. Поэтому $l_х$ должно определяться как расстояние между крайними витками с током при работе трансформатора на низшей ступени обмотки ВН (рис. 7.12, *а*). При выводе (7.47) для определения $F''_{ос}$ в тех случаях, когда разрыв в обмотке разделен на две части (случаи рис. 7.11, *г* и *д*) за $l_х$ принята сумма высот обоих разрывов.

После определения $F_р$, $F'_{ос}$ и $F''_{ос}$ следует найти максимальное значение сжимающей силы в обмотке $F_{сж}$ и силы,

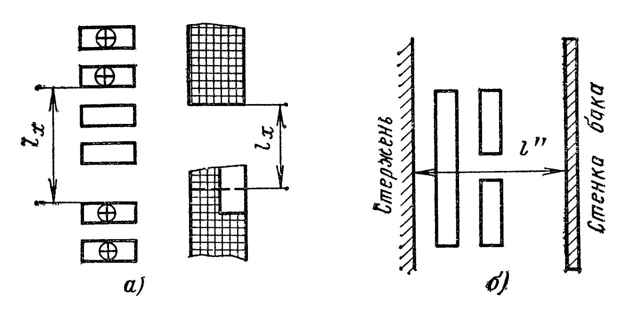


Рис. 7.12. К расчету осевых сил:
а — определение $l_х$; *б* — приближенное определение l''

действующей на ярмо, $F_я$. Для определения этих сил можно воспользоваться рис. 7.11. По силе, действующей на ярмо, в случае необходимости может быть проверена механическая прочность опорных конструкций обмотки — прессующих балок ярма, деревянных опорных брусков и т. д. По максимальной сжимающей силе проверяется прочность междукатушечной (междувитковой) изоляции. Если сила, действующая на ярмо, $F_я$ оказывается больше сжимающей силы $F_{сж}$, проверку междукатушечной изоляции на сжатие проводят по $F_я$.

Для определения средней приведенной длины индукционной линии поперечного поля рассеяния $l''=a_2/k''_р$ следует найти значение коэффициента $k''_р$ для поперечного поля. Приближенно значение l'' может быть определено в предположении, что поперечное поле рассеяния замыкается через стержень и стенку бака (рис. 7.12, *б*), как расстояние от поверхности стержня трансформатора до стенки бака.

Для оценки механической прочности обмотки обычно определяют напряжение сжатия во внутренней обмотке

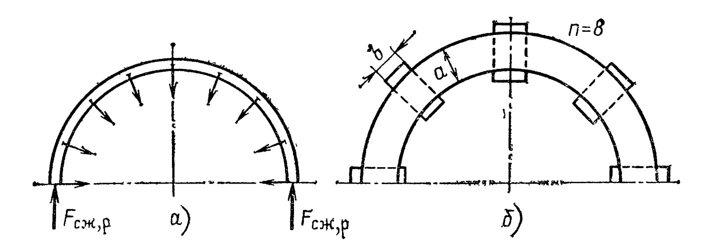


Рис. 7.13. К определению механических напряжений в обмотках:
а — силы, сжимающие обмотку; *б* — опорные поверхности обмотки

(НН), возникающее под воздействием радиальной силы $F_{сж,р}$, и напряжение сжатия в прокладках между витками и катушками от наибольшей из осевых сил $F_{сж}$ или $F_{я}$. При определении напряжения сжатия от радиальной силы находится сила, сжимающая внутреннюю обмотку (рис. 7.13, *а*), условно рассматриваемая как статическая,

$$F_{сж,р} = F_{р}/(2\pi). \qquad (7.48)$$

Напряжение сжатия, МПа, в проводе внутренней обмотки определяется по формуле

$$\sigma_{сж,р} = F_{сж,р} \cdot 10^{-6}/(w\Pi), \qquad (7.49)$$

где w — число витков обмотки (катушки), для которого определена сила; Π — площадь поперечного сечения одного витка, м^2.

Стойкость внутренней обмотки при воздействии радиальных сил зависит от многих факторов, однако в учебных расчетах она может быть приближенно оценена по значению $\sigma_{сж,р}$. Для обеспечения стойкости этой обмотки можно рекомендовать не допускать $\sigma_{сж,р}$ в медных обмотках более 30 и в алюминиевых более 15 МПа [13].

Напряжение на разрыв в наружной обмотке (ВН) можно рассчитывать по (7.48) и (7.49). Воздействие радиальной силы обычно не приводит к разрушению этой обмотки или возникновению в ней остаточных деформаций.

Осевые сжимающие силы воспринимаются обычно междукатушечными прокладками и опорными прокладками из электроизоляционного картона. Опорные поверхности, воспринимающие осевые силы, ограничены на рис. 7.13, *б* штриховыми линиями.

Напряжения сжатия на опорных поверхностях, МПа,

$$\sigma_{сж} = F_{сж} \cdot 10^{-6}/(nab), \qquad (7.50)$$

где n — число прокладок по окружности обмотки; a — радиальный размер обмотки, м; b — ширина прокладки, м, если принимать b от 0,04 до 0,06 м для трансформаторов мощностью от 1000 до 63 000 кВ·А.

Напряжение $\sigma_{сж}$, определяемое по (7.50), должно удовлетворять неравенству $\sigma_{сж} \leqslant 18 \div 20$ МПа для трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А и $\sigma_{сж} \leqslant 35 \div 40$ МПа для трансформаторов больших мощностей. В (7.50) следует подставить максимальное значение сжимающей осевой силы $F_{сж}$, определив ее по рис. 7.11. Когда $F_я > F_{сж}$, следует подставлять в эту формулу силу $F_я$.

В том случае, когда обмотка НН винтовая без радиальных каналов с плотным прилеганием витков или многослойная цилиндрическая, а обмотка ВН многослойная цилиндрическая, возможен достаточно точный расчет осевых сил по упрощенному методу, учитывающему реальное для таких обмоток распределение индукции поля рассеяния [11].

Осевая сила, Н, рассчитывается по формуле

$$F_{ос} = 7{,}5 d_{12}\left(a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{2}\right)(i_{кmax}\, w)^2 \frac{1}{l_?^2} K \cdot 10^{-6}; \qquad (7.51)$$

в этой формуле K — коэффициент осевой силы,

$$K = \Delta_1 k_{01} + \Delta_2 k_{02}, \qquad (7.52)$$

где k_{01} — коэффициент, определяемый по формуле

$$k_{01} = 0{,}33 - 1{,}15 a_0/l. \qquad (7.53)$$

Здесь $a_0 = a_{12} + a_1 + a_2$; Δ_1 — определяется по табл. 7.4; $\Delta_2 = 100/n$; n — число слоев обмотки ВН.

Для обмоток с регулировочными витками, симметрично расположенными относительно середины высоты обмоток на каждой ступени (см. рис. 6.6, *б*), $k_{02} = 0$. Для случая, когда внешний слой обмотки содержит 50 % витков одного внутреннего слоя и эти витки расположены в верхней или нижней половинке обмотки, k_{02} определяется по табл. 7.5.

В практике проектирования трансформаторов обычно стремятся к ограничению возможных радиальных и осевых сил, возникающих в обмотках при коротком замыкании, а также к увеличению механической прочности обмоток.

Ограничение радиальных, а следовательно, и пропорциональных им осевых сил возможно за счет ограничения тока короткого замыкания путем увеличения напряжения ко-

Таблица 7.4. **Значение Δ_1 в формуле (7.52)**

Мощность, кВ·А	Тип обмотки НН	Δ, %
25—100	Двухслойная и многослойная цилиндрическая	$\frac{1,0 \text{ м}}{l}$
160—630	То же	$\frac{1,5 \text{ м}}{l}$
630—6300	Винтовая с обычным сходом крайних витков по винтовой линии	$\frac{0,5 h_в^*}{l}$
630—6300	Винтовая со сглаженным сходом крайних витков	$\frac{1,5 \text{ м}}{l}$

* $h_в$ — высота одного витка, м.

роткого замыкания. Это обстоятельство учитывается обычно при установлении стандартных напряжений короткого замыкания. Для уменьшения осевых сил рекомендуется выдерживать одинаковыми осевые размеры всех обмоток трансформатора, располагать регулировочные витки равномерно по высоте обмотки или в середине ее высоты, стремясь к уменьшению зоны разрыва в обмотке ВН (или СН),

Таблица 7.5. **Значения k_{02} для обмотки с внешним слоем, содержащим 0,5 витка одного внутреннего слоя**

a_{12}, м	0,01	0,02	0,03
Медь	0,034	0,030	0,026
Алюминий	0,06	0,05	0,04

и при наличии этой зоны делать несколько увеличенных радиальных каналов в середине высоты обмотки НН против зоны регулирования обмотки ВН.

В трансформаторах с РПН, в которых зона регулирования содержит $\pm(12 \div 16)$ % числа витков обмотки ВН и осевые силы могут быть особенно велики, рекомендуется выделять регулировочную часть обмотки в отдельный концентр, состоящий из нескольких цилиндрических слоев,

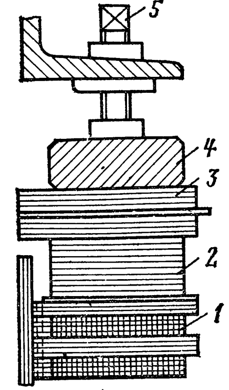


Рис. 7.14. Усиление прессовки обмоток:

1 — обмотка; *2* — опорное кольцо, склеенное из электрокартонных шайб; *3* — ярмовая изоляция; *4* — стальное разрезное кольцо или неразрезное неметаллическое кольцо; *5* — прессующий винт

каждый из которых образует ступень регулирования (рис. 6.9), или концентр, представляющий собой винтовую обмотку, где каждая ступень регулирования образуется одним из параллельных проводов обмотки.

В целях повышения механической стойкости обмоток при воздействии тока короткого замыкания применяется осевая прессовка обмоток при помощи стальных прессующих колец. Прессующие кольца накладываются поверх верхней концевой изоляции обмоток, и осевая прессовка осуществляется винтами, проходящими сквозь полки верхней ярмовой прессующей балки. Иногда прессовка осуществляется при помощи стальных пружин. Во избежание образования короткозамкнутого витка вокруг стержня магнитной системы стальное кольцо выполняется разрезным с одним поперечным разрезом. Применяются также неразрезные кольца из деревослоистой плиты или пластика (рис. 7.14).

Подпрессовка обмоток особенно необходима в первые годы после ввода трансформатора в эксплуатацию, пока междукатушечная и опорная изоляция еще получает остаточные деформации. Прессующие кольца обмоток рекомендуется устанавливать в трансформаторах, регулируемых под нагрузкой, мощностью более 630 кВ·А, а также в трансформаторах мощностью от 1000—6300 кВ·А и выше, переключаемых без возбуждения.

Существенное значение для обеспечения механической прочности обмоток при коротком замыкании имеет технология их изготовления и обработки. Плотность намотки в радиальном и осевом направлениях должна обеспечиваться достаточным натяжением провода при намотке и осевым, желательно механическим, поджимом наматываемого витка к ранее намотанным. Дальнейшее уплотнение обмотки в осевом направлении производится во время ее сушки в спрессованном состоянии при помощи стальных пружин или после сушки путем опрессовки силами, близкими к осевым силам при коротком замыкании.

В целях увеличения механической монолитности и прочности обмоток при воздействии сил, возникающих при коротком замыкании, может быть использована пропитка обмоток глифталевым или другим лаком. Должный эффект такая пропитка может дать при надлежащей разработанной технологии вакуумной пропитки с последующей полимеризацией лака.

Расчет температуры обмоток при коротком замыкании проводится для установившегося тока короткого замыкания при предположении, что вследствие кратковременности процесса отдача тепла, обусловленного возникновением тока короткого замыкания, от обмотки к маслу (воздуху) не успевает установиться и все это тепло накапливается в обмотке, повышая ее температуру.

Предельная условная температура обмотки, °С, рассчитываемая при предположении линейного ее нарастания, согласно [1] при учете теплоемкости металла обмотки и изоляции провода через $t_к$ с после возникновения короткого замыкания может быть определена по формулам:

для медных обмоток

$$\vartheta_{кМ} = \frac{670 t_к}{12{,}5\,[u_к/(J\cdot 10^{-6})]^2 - t_к} + \vartheta_н; \qquad (7.54)$$

для алюминиевых обмоток

$$\vartheta_{кА} = \frac{670 t_к}{5{,}5\,[u_к/(J\cdot 10^{-6})]^2 - t_к} + \vartheta_н, \qquad (7.54а)$$

где $t_к$ — наибольшая продолжительность короткого замыкания на выводах масляного трансформатора, принимается при коротком замыкании на сторонах с номинальным напряжением 35 кВ и ниже 4 с, при коротком замыкании на сторонах с номинальным напряжением 110 кВ и выше — 3 с; для сухих трансформаторов с номинальным напряжением 10 и 15 кВ — 3 с; J — плотность тока при номинальной нагрузке, А/м². За начальную температуру обмотки обычно принимается $\vartheta_н = 90$ °С.

Предельно допустимые температуры обмоток при коротком замыкании, установленные ГОСТ 11677-85, приведены в табл. 7.6. Время, в течение которого медная обмотка достигает температуры 250 °С,

$$t_{к250} \approx 2{,}5\,[u_к/(J\cdot 10^{-6})]^2. \qquad (7.55)$$

Время достижения температуры 200 °С для алюминиевых обмоток

$$t_{к200} \approx 0{,}79\,[u_к/(J\cdot 10^{-6})]^2. \qquad (7.55а)$$

Таблица 7.6. **Допустимые температуры обмоток при коротком замыкании**

Вид охлаждения	Масляное		Воздушное				
Металл обмоток	Медь	Алюминий	Медь			Алюминий	
Класс изоляции	A	A	A	E	B, F, H	A	E, B, F, H
Допустимая температура, °C	250	200	180	250	350	180	200

Возникновение электродинамических сил при коротком замыкании трансформатора является сложным процессом, протекание которого зависит от многих факторов. Теоретические исследования этого процесса позволили создать методики расчета этих сил — упрощенные для ручного метода расчета и уточненные для расчета с использованием ЭВМ. Первые из них позволяют с приемлемой точностью получить представление о значениях суммарных сил, действующих на обмотки, вторые позволяют с достаточной точностью рассчитать значения сил, действующих на отдельные части обмоток.

Эти методики, однако, разработаны при некоторых существенных допущениях — не учтены силы инерции, трения, резонансные явления в обмотках, обмотки считаются механически монолитными, что не вполне соответствует истинной картине явлений и требует уточнения путем проведения экспериментальных исследований.

Испытания силовых трансформаторов при аварийных режимах короткого замыкания в широком диапазоне мощностей от 25 до 125 000 кВ·А стали возможны после создания испытательных стендов, обеспечивающих получение соответствующих токов короткого замыкания. Эти испытания позволили установить ряд сопутствующих явлений, которые не могут быть количественно определены заранее, но оказывают существенное влияние на прохождение процесса короткого замыкания, и установить причины и характер возможных повреждений обмоток и других конструктивных элементов. Если расчетно конструктивные факторы — электрические параметры, размеры обмоток и взаимное расположение витков и частей обмоток — в достаточ-

ной мере и с приемлемой точностью учитываются в современных методиках расчета, то ряд технологических факторов, главным образом связанных с отклонениями от надлежащей технологии и оказывающих существенное влияние на электродинамические силы, не может быть учтен.

При испытаниях было установлено, что радиальные силы, создающие напряжения растяжения во внешней обмотке (ВН), во всем указанном диапазоне мощностей не приводят к ее разрушению или появлению в ней остаточных деформаций. Силы, действующие при этом на внутреннюю обмотку (НН) и сжимающие ее, могут привести к потере этой обмоткой механической стойкости и последующему разрушению, если при ее расчете и конструировании не были предусмотрены соответствующие меры.

Этими мерами могут быть: увеличение поперечного сечения витка за счет уменьшения плотности тока в этой обмотке и увеличения ее в наружной; применение более жесткого в механическом отношении металла обмотки — более жесткого алюминия или упрочненного сплава меди; намотка внутренней обмотки при мощностях до 40 000—63 000 кВ·А на бумажно-бакелитовом цилиндре толщиной до 6—10 мм вместо цилиндра из картона [13]; увеличение числа реек, на которых намотана обмотка, при наличии должной опоры реек на жесткий цилиндр или непосредственно на стержень магнитной системы.

Для получения достаточной механической монолитности обмотки — плотного прилегания ее витков к цилиндру и опорным рейкам и проводов друг к другу необходимо предусмотреть ее плотную намотку в радиальном и осевом направлениях на станке, обеспечивающем должное натяжение провода, механическую обкатку наматываемых витков и катушек и механический поджим их в осевом направлении. Механическая монолитность может быть также усилена путем пропитки обмотки полимеризующимся лаком.

Осевые силы в обмотках трансформатора, при равенстве высот обмоток и равномерном распределении витков по их высоте, сжимают обе обмотки. Если в одной из обмоток есть зона, не занятая витками, или расположение витков неравномерно, то возникает осевая сила, стремящаяся увеличить несимметрию и прижимающая части обеих обмоток к противоположным ярмам.

Испытания показали, что такие силы могут возникать и в обмотках с равномерным (по расчету) распределением витков при недостаточно плотной намотке, недостаточной

или неравномерной запрессовке обмоток или вследствие механической нестабильности картона междукатушечных (междувитковых) прокладок и опорной изоляции. При этом могут возникать повреждения опорных конструкций обмоток, элементов их осевой прессовки — прессующих колец, винтов, иногда ярмовых балок, а также нарушение осевой стойкости (полегание) проводов обмоток, особенно вблизи торцов обмоток.

Во избежание существенного расхождения между расчетной схемой взаимного расположения частей обмоток и реальным опасным непредсказуемым их расположением необходимо обеспечить жесткую регламентацию технологии изготовления обмоток. Должна быть обеспечена плотная намотка обмотки как в радиальном (натяжение провода, механический радиальный обжим наматываемых витков и катушек), так и в осевом направлении (осевой механический поджим намотанных витков и катушек). Обмотка после намотки и сушки должна быть опрессована на прессе. После установки на остове трансформатора обмотка также должна быть опрессована раздельными кольцами и прессующими деталями остова. Механическая монолитность обмотки может быть усилена также пропиткой полимеризующимся лаком.

При испытаниях трансформаторов в условиях аварийных коротких замыканий были обнаружены значительные силы, действующие на внутренние отводы обмоток НН и СН, идущие от середины их высоты и расположенные в осевых каналах этих обмоток, что привело к необходимости разработки системы механического крепления этих отводов. В винтовых обмотках с достаточно большим шагом винта (двух и более ходовых обмотках) обнаружены тангенциальные силы, обусловленные составляющей тока, параллельной оси обмотки, и поперечным полем обмотки и направленные по продольной оси провода. Эти силы могут вызвать скручивание обмотки и вращение ее вокруг собственной оси [10, 12, 13].

7.4. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Трансформатор типа ТМ-1600/35. Вариант I$_М$ — медные обмотки

Потери короткого замыкания определяются согласно § 7.1. Основные потери — по (7.3).

Обмотка НН

$$P_{осн1} = 2{,}4\cdot10^{-12} J_1^2 G_M = 2{,}4\cdot10^{-12}\cdot3{,}39_1^2\cdot254{,}6 = 7022{,}1 \text{ Вт}.$$

Обмотка ВН

$$P_{осн2} = 2{,}4\cdot10^{-12}\cdot3{,}46^2\cdot10^{12}\cdot364{,}8 = 10\,481{,}3 \text{ Вт}.$$

Добавочные потери в обмотке НН по (7.14)

$$k_{д1} = 1 + 0{,}095\cdot10^8\,\beta^2 a^4 n^2 = 1 + 0{,}095\cdot10^8\cdot0{,}268\cdot4{,}5^4\cdot10^{-12}\cdot6^2 = 1{,}038;$$

$$\beta_1^2 = (bmk_p/l)^2 = (7{,}5\cdot10^{-3}\cdot48\cdot0{,}95/0{,}660)^2 = 0{,}518^2 = 0{,}268$$

(предварительно принимаем $k_p = 0{,}95$).

Добавочные потери в обмотке ВН

$$k_{д2} = 1 + 0{,}095\cdot10^8\cdot0{,}246\cdot1{,}4^4\cdot10^{-12}\cdot22^2 = 1 + 0{,}005;$$

$$\beta_2^2 = \left(\frac{5{,}6\cdot10^{-3}\cdot62\cdot0{,}95}{0{,}660}\right)^2 = 0{,}493^2 = 0{,}246.$$

Основные потери в отводах рассчитываются следующим образом. Длина отводов определяется приближенно по (7.21)

$$l_{отв} = 7{,}5l = 7{,}5\cdot0{,}660 = 4{,}95 \text{ м}.$$

Масса отводов НН

$$G_{отв1} = l_{отв}\,\Pi_{отв}\,\gamma = 4{,}95\cdot394{,}7\cdot10^{-6}\cdot8900 = 17{,}39 \text{ кг}.$$

Потери в отводах НН

$$P_{отв1} = 2{,}4\cdot10^{-12}\cdot3{,}39^2\cdot10^{12}\cdot17{,}39 = 479{,}6 \text{ Вт}.$$

Масса отводов ВН

$$G_{отв2} = 4{,}95\cdot7{,}625\cdot10^{-6}\cdot8900 = 0{,}336 \text{ кг}.$$

Потери в отводах ВН

$$P_{отв2} = 2{,}4\cdot10^{-12}\cdot3{,}46^2\cdot10^{12}\cdot0{,}336 = 9{,}66 \approx 10 \text{ Вт}.$$

Потери в стенках бака и других элементах конструкции до выяснения размеров бака определяем приближенно по (7.25) и табл. 7.1

$$P_б = 10kS = 10\cdot0{,}03\cdot1600 = 480 \text{ Вт}.$$

Полные потери короткого замыкания

$$P_к = P_{осн1}k_{д1} + P_{осн2}k_{д2} + P_{отв1} + P_{отв2} + P_б = 7022{,}1 \times$$
$$\times 1{,}038 + 10\,481{,}3\cdot1{,}005 + 479{,}6 + 10 + 480 = 18\,792 \text{ Вт}.$$

Для номинального напряжения обмотки ВН

$$P_к = 18\,792 - 0{,}05\cdot10533{,}7 = 18\,265 \text{ Вт},$$

или $18\,265\cdot100/18\,000 = 101{,}5$ % заданного значения.

Напряжение короткого замыкания рассчитывается согласно § 7.2. Активная составляющая

$$u_a = P_к/(10S) = 18\,265/18\,000 = 1{,}147\ \%.$$

Реактивная составляющая по (7 32)

$$u_р = \frac{7,9fS'\ \beta a_р k_р k_q}{u_в^2} 10^{-1} =$$

$$= \frac{7,9\cdot 50\cdot 533,3\cdot 1,7945\cdot 0,051\cdot 0,95\cdot 1,031}{16,63^2} 10^{-1} = 6,828\ \%,$$

$$\text{где } \beta = \pi d_{12}/l = \pi 0,377/0,660 = 1,7945;$$

$$a_р = 0,027 + (0,030 + 0,042)/3 = 0,051\ \text{м};$$

$$k_р = 1 - \sigma(1 - e^{-1/\sigma}) = 1 - 0,0477\,(1 - e^{-1/0,047}) \approx 0,95;$$

$$\sigma = \frac{a_{12} + a_1 + a_2}{\pi l} = \frac{0,027 + 0,030 + 0,042}{\pi\cdot 0,660} = 0,0477;$$

$$k_q = 1 + \frac{lx^2}{m a_р k_р} = 1 + \frac{0,660\cdot 0,083^2}{3\cdot 0,051\cdot 0,95} = 1,031$$

[по (7.35) и по рис. 7.15, *а*].

Напряжение короткого замыкания

$$u_к = \sqrt{u_р^2 + u_а^2} = \sqrt{6,828^2 + 1,147^2} = 6,92\ \%,$$

или 6,92·100/6,5=106,5 % заданного значения.

Установившийся ток короткого замыкания на обмотке ВН по (7.38) и табл. 7.2

$$I_{к,у} = \frac{100 I_н}{u_к\,[1 + 100 S_н/(u_к S_к)]} =$$

$$= \frac{100\cdot 26,4}{6,92\,[1 + 100\cdot 1600/(6,92\cdot 2500\cdot 10^3)]} = 349,4\ \text{А}.$$

Мгновенное максимальное значение тока короткого замыкания

$$i_{кmax} = 1,41 k_{max} I_{к,у} = 2,25\cdot 349,4 = 786,15\ \text{А},$$

при $u_р/u_а = 6,828/1,147 = 5,95$ по табл. 7.3 $k_м\sqrt{2} = 2,25$. Радиальная сила по (7.43) $F_р = 0,628(i_{к\,max} w)^2 \beta k_р\cdot 10^{-6} = 0,628(786,15\cdot 1215)^2 \times 1,7945\cdot 0,95\cdot 10^{-6} = 977\,034$ Н.

Среднее сжимающее напряжение в проводе обмотки НН по (7.48) и (7.49)

$$\sigma_{сж,р} = \frac{F_р}{2\pi w_1 \Pi_1} = \frac{977\,034}{2\pi\cdot 24\cdot 394,7\cdot 10^{-6}} = 16,42\ \text{МПа}.$$

Среднее растягивающее напряжение в проводах обмотки ВН по (7.48) и (7.49)

$$\sigma_р = \frac{F_р}{2\pi w_2 \Pi_2} = \frac{977\,034}{2\pi\cdot 1215\cdot 7,625\cdot 10^{-6}} 10^{-6} = 16,78\ \text{МПа},$$

т. е. 28 % допустимого значения 60 МПа. Осевые силы по рис. 7.11, *в*

$$F'_{\text{ос}} = F_{\text{р}} \frac{a_{\text{р}}}{2l} = 977\,034 \frac{0,051}{2 \cdot 0,660} = 37\,750 \text{ Н};$$

$$F''_{\text{ос}} = F_{\text{р}} \frac{l_{\text{х}}}{l''\, k_{\text{р}}\, m} = 977\,034 \frac{0,099}{0,250 \cdot 0,95 \cdot 4} = 101\,817 \text{ Н},$$

где $l_{\text{х}}=99$ мм по рис. 7.15, *а*, расположение обмоток по рис. 7.11, *в*; $m=4$; после установления размеров бака $l''=0,25$ м; распределение осевых сил по рис. 7.15, *б*.

Максимальные сжимающие силы в обмотках

$$F_{\text{сж1}} = F'_{\text{ос}} + F''_{\text{ос}} = 37\,750 + 101\,817 = 139\,567 \text{ Н};$$

$$F_{\text{сж2}} = F''_{\text{ос}} - F'_{\text{ос}} = 101\,817 - 37\,750 = 64067 \text{ Н}.$$

Наибольшая сжимающая сила наблюдается в середине высоты обмотки НН (обмотка *1*), где $F_{\text{сж1}}=139\,567$ Н. Напряжение сжатия на междувитковых прокладках

$$\sigma_{\text{сж}} = \frac{F_{\text{сж}}}{nab} 10^{-6} = \frac{139\,567}{12 \cdot 0,03 \cdot 0,04} 10^{-6} = 9,69 \text{ МПа},$$

что ниже допустимого значения 18—20 МПа.

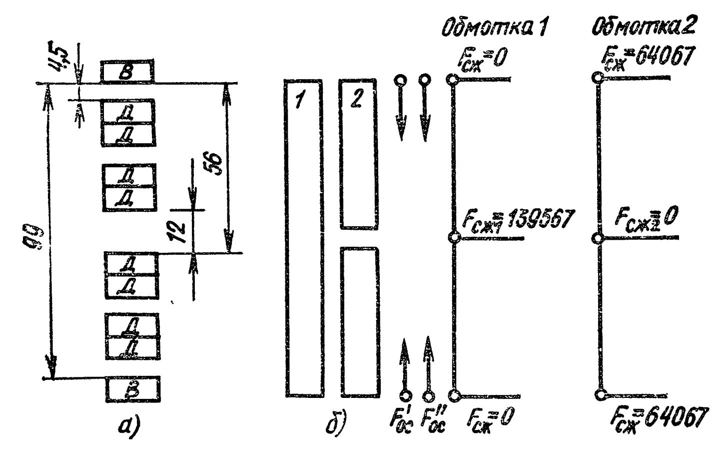


Рис. 7.15. Механические силы в обмотках трансформатора типа ТМ-1600/35. Вариант $I_{\text{М}}$, медные обмотки:

а — определение зоны разрыва в обмотке ВН при расчете $u_{\text{р}}$ (меньшее значение $l_{\text{х}}$) и осевых механических сил (большее значение $l_{\text{х}}$); *б*—распределение осевых механических сил

Температура обмотки через $t_к=5$ с после возникновения короткого замыкания по (7.54)

$$\Theta = \frac{670 t_к}{12,5\,[u_к/(J\cdot 10^{-6})]^2 - t_к} + \Theta_н =$$

$$= \frac{670\cdot 5}{12,5\,(6,92/3,46)^2 - 5} + 90 = 164,4\ °C.$$

Трансформатор типа ТМ-1600/35. Вариант II_A — алюминиевые обмотки

Потери короткого замыкания по § 7.1.

Основные потери по (7.3).

Обмотка НН

$P_{осн1} = 12,75\cdot 10^{-12}\cdot 1,946^2\cdot 10^{12}\cdot 144,9 = 6996$ Вт.

Обмотка ВН

$P_{осн2} = 12,75\cdot 10^{-12}\cdot 1,963^2\cdot 10^{12}\cdot 213,7 = 10499,2$ Вт.

Добавочные потери в обмотке НН

$$k_{д1} = 1,0 + 0,037\cdot 10^8\cdot 0,903\cdot 0,8^4\cdot 10^{-12}\cdot 26^2 = 1,001.$$

Принимаем $k_р = 0,95$.

$$\beta^2 = (0,86\cdot 0,95/0,86)^2 = 0,903.$$

Добавочные потери в обмотке ВН

$$k_{д2} = 1,0 + 0,037\cdot 10^8\cdot 0,733\cdot 2,8^4\cdot 10^{-12}\cdot 9^2 = 1,014;$$

$$\beta^2 = (5,0\cdot 10^{-3}\cdot 155\cdot 0,95/0,86)^2 = 0,733.$$

Основные потери в отводах $l_{отв} = 7,5\cdot 0,86 = 6,45$ м.

Масса отводов НН

$$G_{отв1} = 6,45\cdot 0,000688\cdot 2700 = 11,98\ кг.$$

Потери в отводах НН

$$P_{отв1} = 12,75\cdot 10^{-12}\cdot 1,946^2\cdot 10^{12}\cdot 11,98 = 578,4\ Вт.$$

Масса отводов ВН

$$G_{отв2} = 6,45\cdot 0,00001345\cdot 2700 = 0,23\ кг.$$

Потери в отводах

$$P_{отв2} = 12,75\cdot 10^{-12}\cdot 1,963^2\cdot 10^{12}\cdot 0,23 = 11,3\ Вт.$$

Потери в стенках бака и других элементах конструкции по (7.25) и табл. 7.1

$$P_б = 10\cdot 0,3\cdot 1600 = 480\ Вт.$$

Полные потери короткого замыкания

$$P_к = 7003\cdot 1,001 + 10\,499,2\cdot 1,014 + 578 + 11 + 480 = 18\,718\ Вт.$$

Для номинального напряжения обмотки ВН

$$P_к = 18\,718 - 0,05\cdot 10\,499,2\cdot 1,014 = 18\,186\ Вт,$$

или 18 186·100/18 000 = 101 % заданного значения,

Расчет напряжения короткого замыкания по § 7.2.

Активная составляющая $u_а = 18\,186/(10 \cdot 1600) = 1{,}14$ %.

Реактивная составляющая по (7.32)

$$u_р = \frac{7{,}9 \cdot 50 \cdot 533{,}3 \cdot 1{,}374 \cdot 0{,}0565 \cdot 0{,}945}{15{,}35^2} 10^{-1} = 6{,}559\ \%;$$

$$\beta = 0{,}376/0{,}86 = 1{,}374;$$

$$a_р = 0{,}03 + (0{,}33 + 0{,}0465)/3 = 0{,}0565\ м;$$

$$k_р = 1 - 0{,}0405\,(1 - e^{-1/0{,}0405}) = 0{,}945;$$

$$\sigma = (0{,}03 + 0{,}033 + 0{,}0465)/(\pi \cdot 0{,}86) = 0{,}0405;$$

$k_q = 1$, поскольку $l_х = 0$.

Напряжение короткого замыкания

$$u_к = \sqrt{6{,}559^2 + 1{,}14^2} = 6{,}57\ \%,$$

или $6{,}57 \cdot 100/6{,}5 = 101$ % заданного значения.

Установившийся ток короткого замыкания по (7.38) и табл. 7.2

$$I_{к,у} = \frac{100 \cdot 26{,}4}{6{,}57\,[1 + 100 \cdot 1600/(6{,}57 \cdot 2500 \cdot 10^3)} = 362{,}2\ А.$$

Мгновенное максимальное значение тока короткого замыкания по табл. 7.3

$$i_{к\,max} = 2{,}25 \cdot 362{,}2 = 814{,}9\ А;$$

при $u_р/u_а = 6.559/1{,}14 = 5{,}85$ $k_{max} = 2{,}25$. Радиальная сила $F_р = 0{,}628\,(814{,}9 \cdot 1316)^2 \cdot 1{,}374 \cdot 0{,}945 \cdot 10^{-6} = 937\,775$ Н.

Среднее сжимающее напряжение в проводе обмотки НН по (7.48) и (7.49)

$$\sigma_{сж,р} = \frac{F_р}{2\pi w_1 \Pi_1} = \frac{937\,775}{2\pi \cdot 26 \cdot 688 \cdot 10^{-6}} = 8{,}34\ МПа.$$

Средние растягивающие напряжения в обмотке ВН

$$\sigma_р = \frac{937\,775}{2\pi \cdot 1316 \cdot 13{,}45 \cdot 10^{-6}} = 8{,}43\ МПа,$$

т. е. $8{,}43 \cdot 100/25 = 33{,}7$ % допустимого значения 25 МПа.

Осевые силы в обмотках по (7.51)

$$F_{ос} = 7{,}5 d_{12}\left(a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{2}\right)(i_{к\,max}\, w)^2 \frac{1}{l^2} k \cdot 10^{-6} =$$

$$= 7{,}5 \cdot 0{,}376\left(0{,}03 + \frac{0{,}033 + 0{,}0465}{2}\right)(814{,}9 \times$$

$$\times 1316)^2 \frac{1}{0{,}86^2} 0{,}320 \cdot 10^{-6} = 98\,224\ Н,$$

где $k = \Delta_1 k_{01} + \Delta_2 k_{02} = 1{,}74 \cdot 0{,}184 = 0{,}320$;

$$\Delta_1 = \frac{1,5}{0,86} = 1,74;$$

$$k_{01} = 0,33 - 1,15\frac{a_0}{l} = 0,33 - 1,15\frac{0,1095}{0,86} = 0,184;$$

$$a_0 = a_{12} + a_1 + a_2 = 0,03 + 0,033 + 0,0465 = 1,095;$$

$$\Delta_2 = 100/n_{сл} = 100/9 = 0,11; \quad k_{02} = 0.$$

Осевые силы действуют на обе обмотки по рис. 7.11, *а*. Наибольшая осевая сила возникает в середине высот обмоток. В середине высоты обмотки НН, имеющей меньший радиальный размер, сжимающие напряжение

$$\sigma_{сж} = \frac{F'_{ос}}{\pi D_{1ср}\, a'} = \frac{98\,224 \cdot 10^{-6}}{\pi \cdot 0,313 \cdot 0,0208} = 4,8 \text{ МПа},$$

где a' — суммарный радиальный размер алюминиевых лент обмотки НН,

$$a' = 0,0008 \cdot 26 = 0,0208 \text{ м}.$$

Температура обмоток через $t_к = 5$ с после возникновения короткого замыкания по (7.54)

$$\Theta = \frac{670 \cdot 5}{5,5\,(6,65/1,96)^2 - 5} + 90 = 145\,°\text{C}.$$

Глава восьмая

РАСЧЕТ МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ ТРАНСФОРМАТОРА

8.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЗМЕРОВ МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ

При окончательном расчете магнитной системы, который производится после завершения полного расчета обмоток, параметров и токов короткого замыкания трансформатора, для плоской шихтованной магнитной системы определяются: число ступеней в сечении стержня и ярма, размеры пакетов — ширина пластин и толщина пакетов, расположение и размеры охлаждающих каналов, полные и активные сечения стержня и ярма, высота стержня, расстояние между осями стержней, масса стали стержней, ярм и углов магнитной системы и полная масса магнитной системы трансформатора. После установления всех размеров и массы стали частей магнитной системы определяются потери и ток холостого хода трансформатора.

Раскрой холоднокатаной анизотропной рулонной стали

на пластины для плоской магнитной системы следует вести так, чтобы направление линий магнитной индукции в стержнях и ярмах совпадало с направлением прокатки стали. Для этого длинная сторона пластин должна располагаться вдоль полосы рулона, а их ширина — по ширине его полосы. Такой раскрой стали обеспечивается на современном технологическом оборудовании — на линиях продольной и поперечной резки стали [5]. У листовой стали направление прокатки совпадает с направлением большей стороны листа, но применение этой стали не рекомендуется, поскольку ограничение размера листа по длине не позволяет применить конструкции магнитных систем с косыми стыками пластин и стяжкой стержня бандажами из стеклоленты, а также использовать для раскроя стали современное оборудование, что приводит к увеличению потерь и тока холостого хода и существенному увеличению отходов стали.

Ширина пакетов (пластин) в стержне и ярме магнитной системы должна выбираться так, чтобы при ширине полосы рулона 650, 750, 800, 860 или 1000 мм с учетом обрезки кромки с двух сторон по 3—7 мм можно было получить раскрой стали с минимальными отходами. Ширина пластин (пакетов) в настоящее время нормализована, и пластины для силовых трансформаторов должны изготовляться шириной от 40 до 985 мм через 5 мм. Допускается также изготовление пластин шириной 368 мм.

При проектировании серий трансформаторов раскрой рулонов для каждого типа трансформатора рекомендуется производить самостоятельно. Комбинировать на одних и тех же рулонах раскрой стали для разных типов можно только с учетом реального числа трансформаторов каждого типа, выпускаемых ежемесячно, для того чтобы не образовывать ненужного увеличения запасов пластин на складе.

Выбор числа и размеров пакетов в сечении стержня плоской магнитной системы должен быть сделан так, чтобы площадь ступенчатой фигуры его поперечного сечения, вписанного в окружность, была максимально возможной. При увеличении числа ступеней коэффициент заполнения площади круга $k_{кр}$ увеличивается согласно рис. 8.1, однако при этом увеличивается число пластин разных размеров и существенно усложняется их изготовление, складирование до сборки магнитной системы и ее сборка. Как видно из рис. 8.1, увеличение числа ступеней от 15—16 до 25—30 при диаметре стержня до 0,750 м увеличивает коэффициент заполнения $k_{кр}$ не более чем на 1 % и с учетом услож-

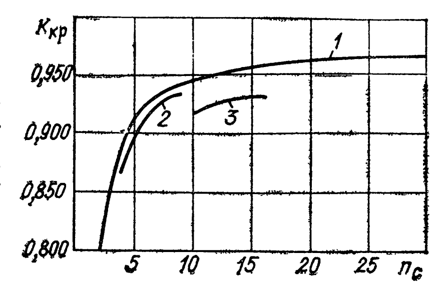


Рис. 8.1. Зависимость $k_{кр}$ от числа ступеней в сечении стержня:

1 — максимальное теоретически возможное значение $k_{кр}$; 2 — значение $k_{кр}$ для реальных конструкций без охлаждающих каналов; 3 — то же для конструкций с продольными охлаждающими каналами

нения технологии изготовления и использования пластин вряд ли является целесообразным.

Размеры пакетов стержня, при их известном числе, обеспечивающие оптимальное заполнение площади круга, могут быть рассчитаны теоретически. Так оптимальные размеры пакетов при числе ступеней от 1 до 6 могут быть приняты по табл. 8.1, где ширина пластин a, толщина пакетов b, высота сегмента δ даны в долях диаметра стержня $d = 1$.

Следует иметь в виду, что ширина пластин, рассчитанная по табл. 8.1, может оказаться не совпадающей с нор-

Таблица 8.1. **Размеры пакетов в поперечном сечении стержня, обеспечивающие максимальное значение $k_{кр}$**

Число ступеней	$k_{кр}$	Размеры пакетов						Сегмент δ
		$a_1 \times b_1$	$a_2 \times b_2$	$a_3 \times b_3$	$a_4 \times b_4$	$a_5 \times b_5$	$a_6 \times b_6$	
1	0,637	0,707× ×0,353	—	—	—	—	—	0,146
2	0,787	0,850× ×0,263	0,525× ×0,162	—	—	—	—	0,075
3	0,851	0,905× ×0,212	0,707× ×0,141	0,424× ×0,099	—	—	—	0,048
4	0,886	0,935× ×0,178	0,800× ×0,122	0,600× ×0,100	0,375× ×0,068	—	—	0,032
5	0,910	0,950× ×0,156	0,847× ×0,105	0,707× ×0,093	0,532× ×0,070	0,312× ×0,051	—	0,025
6	0,930	0,955× ×0,150	0,870× ×0,098	0,770× ×0,072	0,640× ×0,065	0,495× ×0,050	0,300× ×0,042	0,023

мализованной шириной, что вызовет необходимость подбирать ширину пластин и толщину пакетов с отступлением от оптимальных значений и приведет к некоторому уменьшению коэффициента заполнения круга.

При большем числе ступеней в сечении стержня задача выбора числа ступеней и оптимальных размеров пакетов существенно усложняется. Опыт проектирования магнитных систем для ряда серий силовых трансформаторов в широком диапазоне мощностей и классов напряжения, накопленный отечественными заводами и положенный в основу рекомендаций табл. 8.2—8.5, позволяет выбирать рациональные значения числа ступеней и размеров пакетов для диаметров стержня, входящих в нормализованный ряд до 0,750 м. При этом учитываются оптимальное заполнение площади круга в поперечном сечении стержня магнитной системы, использование нормализованного ряда ширины пластин и приемлемая технология их изготовления. В этих таблицах для современного нормализованного ряда диаметров стержня от 0,080 до 0,750 м приведены: число ступеней в сечении стержня и ярма, коэффициенты заполнения круга и размеры всех пакетов — ширина пластин и толщина пакетов.

В табл. 8.3—8.5 предусмотрены два варианта механического соединения прессующих балок верхнего и нижнего ярма — внешними по отношению к обмоткам вертикальными шпильками, без прессующей пластины и стальными пластинами, положенными на меньший по ширине пакет стержня внутри обмотки, с прессующей пластиной. Во втором варианте прессующая пластина занимает место наиболее узкого пакета стержня. Число пакетов уменьшается на единицу, полное сечение стержня — площадь ступенчатой фигуры и коэффициент заполнения круга — уменьшаются по сравнению с первым вариантом. При наличии прессующей пластины на стержне для осевой прессовки обмоток следует устанавливать прессующие кольца (см. § 2.3). При диаметрах стержня менее 0,190 м прессующие пластины на стержень обычно не ставятся.

Форма поперечного сечения ярма в средней своей части по размерам пакетов повторяет сечение стержня. Крайние пакеты в целях улучшения прессовки ярма ярмовыми балками, более равномерного распределения давления по ширине пакетов и уменьшения веера пластин на углах пакетов делаются более широкими объединением двух-трех пакетов в один. Так для изображенных на рис. 8.2 двух ва-

Таблица 8.2. **Размеры пакетов — ширина пластин a и толщина пакетов b, мм, для магнитных систем без прессующей пластины с прессовкой стержня обмоткой без бандажей ($n_с$ и $n_я$ — число ступеней в сечении стержня и ярма; $a_я$ — ширина крайнего наружного пакета ярма; $k_{кр}$ — коэффициент заполнения круга для стержня)**

Диаметр стержня d, м	$n_с$	$k_{кр}$	$n_я$	$a_я$, мм	Размеры пакетов $a \times b$, мм, в стержне					
0,080	4	0,863	3	55	75×14	65×9	55×6	40×5	—	—
0,085	5	0,895	4	50	80×14	70×10	60×6	50×4	40×4	—
0,090	5	0,891	4	55	85×15	75×10	65×6	55×4	40×5	—
0,095	5	0,887	4	50	90×15	80×10	65×9	50×5	40×4	—
0,100	6	0,917	5	55	95×16	85×10	75×7	65×5	55×4	40×4
0,105	6	0,912	5	50	100×16	90×11	80×7	65×7	50×4	40×4
0,110	6	0,905	5	65	105×16	95×11	85×7	75×6	65×4	40×7
0,115	5	0,903	4	65	105×25	95×9	85×6	65×9	40×3	—
0,120	6	0,928	5	60	115×18	105×11	90×10	75×8	60×6	40×4
0,125	6	0,915	5	65	120×18	105×16	95×6	85×6	65×7	40×6
0,130	6	0,918	5	65	125×18	110×16	100×8	80×9	65×5	40×6
0,140	6	0,919	5	65	135×19	120×17	105×10	85×9	65×7	40×5
0,150	6	0,915	5	85	145×19	135×13	120×13	105×9	85×8	55×7
0,160	6	0,913	5	85	155×20	135×23	120×10	105×7	85×7	55×7
0,170	6	0,927	5	85	160×28	145×17	130×10	110×10	85×8	50×8
0,180	6	0,915	5	95	175×21	155×25	135×13	120×8	95×9	65×8

Таблица 8.3. **Размеры пакетов — ширина пластин a и толщина прессовкой стержней бандажами из стеклоленты ($n_с$ и $n_я$ — число пакета ярма; $k_{кр}$ — коэффициент заполнения круга для стержня)**

Диаметр стержня d, м	Стержень: без прессующей пластины, $n_с$	без прессующей пластины, $k_{кр}$	с прессующей пластиной, $n_с$	с прессующей пластиной, $k_{кр}$	Ярмо: $n_я$	$a_я$, мм	1	2
0,19	7	0,927	6	0,890	5	100	180×30	165×17
0,20	7	0,918	6	0,885	5	120	195×22	175×26
0,21	7	0,922	6	0,890	5	130	200×32	180×22
0,22	8	0,929	7	0,901	6	120	215×23	195×28
0,23	8	0,933	7	0,907	6	130	220×34	205×19
0,24	8	0,927	7	0,902	6	135	230×34	215×19
0,25	8	0,929	7	0,909	6	140	240×35	220×24
0,26	8	0,924	7	0,900	6	155	250×35	230×25
0,27	8	0,930	7	0,901	6	155	260×36	240×25
0,28	8	0,927	7	0,903	6	175	270×37	250×26
0,29	8	0,927	7	0,899	6	165	280×37	260×27
0,30	8	0,930	7	0,912	6	175	295×28	270×37

Примечания: 1. В магнитной системе с прессующей пластиной
2. Крайний наружный пакет ярма имеет ширину a и толщниу, равную
пластины, или двух крайних пакетов (5—6 или 6—7) при ее наличии.

Таблица 8.4. **Размеры пакетов стержня — ширина пластин a пластины и с прессующей пластиной с прессовкой стержней бандажами $a_я$ — ширина крайнего наружного пакета ярма; $k_{кр}$ — коэффициент**

Диаметр стержня d, м	Стержень: Без прессующей пластины, $n_с$	Без прессующей пластины, $k_{кр}$	С прессующей пластиной, $n_с$	С прессующей пластиной, $k_{кр}$	Ярмо: $n_я$	$a_я$, мм	Толщина пакетов		
							310	300	295
0,31	9	0,930	8	0,905	7	190	—	39	—
0,32	9	0,928	8	0,911	7	195	40	—	22
							При ширине		
							325	320	310
0,33	9	0,932	8	0,900	7	205	—	40	—
0,34	9	0,931	8	0,913	7	195	50	—	19
							При ширине		
							350	340	325
0,35	9	0,938	8	0,903	7	215	—	41	—
0,36	9	0,913	8	0,894	7	195	42 (3)	—	35

пакетов b, мм, для магнитных систем без прессующей пластины с ступеней в сечении стержня и ярма; $a_я$ — ширина крайнего наружного

Размеры пакетов $a \times b$, мм, в стержне					
3	4	5	6	7	8
145×14	130×8	115×7	100×5	75×7	—
155×15	135×11	120×6	105×5	75×7	—
160×14	145×8	130×6	110×8	90×6	—
175×15	155×12	135×9	120×5	105×4	75×7
185×16	165×12	145×9	130×5	115×5	90×6
195×17	175×12	155×9	135×8	120×5	95×6
200×16	180×12	155×11	140×6	120×6	100×5
215×13	195×13	175×10	155×8	120×9	105×6
215×20	195×13	170×11	155×5	135×7	105×8
230×17	215×9	195×11	175×9	135×13	105×7
235×21	210×15	180×13	165×6	145×6	115×8
250×18	230×13	215×8	175×18	135×12	105×6

исключить последний — седьмой или восьмой — пакет стержня.
сумме толщин трех крайних пакетов (5—7 или 6—8) при отсутствии прессующей

и толщина пакетов b, мм, для магнитных систем без прессующей из стеклоленты ($n_с$ и $n_я$ — число ступеней в сечении стержня и ярма; заполнения круга для стержня

стержня b, мм, при ширине пластин a, мм

280	270	260	250	245	230	215	210	195	190	160	155	135
28	—	18	—	10	9	—	10	—	9	10	—	7
—	24	—	14	—	11	7	—	8	—	—	12	5

пластин a, мм

295	275	270	265	250	245	230	225	205	195	165	155	135
34	17	—	9	—	11	—	10	9	—	11	—	10
15	—	19	—	12	—	10	—	—	14	—	11	6

пластин a, мм

315	295	280	270	260	250	235	230	215	195	180	155	135
35	18	11	—	12	—	13	—	9	—	11	—	12
—	26	—	16	—	10	—	9	—	13	—	9	7

Диаметр стержня d, м	Стержень				Ярмо		Толщина пакетов		
	Без прессующей пластины		С прессующей пластиной		$n_я$	$a_я$, мм			
	$n_с$	$k_{кр}$	$n_с$	$k_{кр}$			368	360	350
0,37	10	0,920	9	0,902	8	200	—	37 (3)	—
0,38	10	0,913	9	0,899	8	215	47 (3)	—	27
							При ширине		
							380	355	325
0,39	10	0,925	9	0,904	8	210	41 (3)	37	27
							При ширине		
							410	395	368
0,40	11	0,920	10	0,910	8	215	—	54 (3)	24
0,42	11	0,926	10	0,906	8	250	46 (3)	38	17

Примечания: 1. В магнитной системе с прессующей пластиной исклю
2. Крайний наружный пакет ярма имеет ширину $a_я$ и толщину, равную сумме крайних пакетов стержня при отсутствии прессующей пластины. При ее наличии
В скобках указана ширина охлаждающего канала, мм.

Таблица 8.5. **Размеры пакетов стержня — ширина пластин a пластины и с прессующей пластиной с прессовкой стержней бандажами ($n_с$ и $n_я$ — число ступеней в сечении стержня и ярма; $a_я$ — ширина круга для стержня)**

Диаметр стержня d, м	Стержень				Ярмо		Толщина пакетов				
	без прессующей пластины		с прессующей пластиной		$n_я$	$a_я$, мм					
	$n_с$	$k_{кр}$	$n_с$	$k_{кр}$			520	505	485	465	440
0,45	14	0,930	13	0,913	11	250	—	—	—	—	47 (3)
0,48	14	0,933	13	0,916	11	270	—	—	—	59 (3)	37
0,50	14	0,925	13	0,911	11	270	—	—	61	31 (6)	27
0,53	15	0,927	14	0,913	12	295	51	29	27 (6)	20	20
							При ширине				
							580	560	540	520	505
0,56	15	0,928	14	0,917	12	295	—	—	74	30 (6)	17
0,60	16	0,934	15	0,918	13	325	77	31 (6)	22	20	12

стержня b, мм, при ширине пластин a, мм

335	325	310	295	275	250	230	215	200	170	155	135	—
38	—	23	11	12	12	9	—	10	10	—	7	—
—	24	12	10	—	23	—	13	—	—	15	6	—

пластин a, мм

310	290	265	240	210	180	140	—	—	—	—	—	—
10	12	13	11	10	9	9	—	—	—	—	—	—

пластин a, мм

350	325	295	270	250	215	195	175	155	—	—	—	—
18	20	19	12	9	12	6	6	4	—	—	—	—
15	17	16	12	7	12	6	—	9	—	—	—	—

чить последний пакет стержня с наименьшей шириной пластины a.
толщин трех (диаметры 0,31—0,39 мм) или четырех (диаметры 0,40—0,42 м) число объединенных пакетов ярма уменьшается на единицу.

и толщина пакетов b, мм, для магнитных систем без прессующей из стеклоленты.
крайнего наружного пакета ярма; $k_{кр}$ — коэффициент заполнения

стержня b, мм, при ширине пластин a, мм

425	410	385	368	350	325	310	295	270	250	230	215	195	175
27	19	23	13	12	14	8	7	10	7	6	—	6	8
15	14	18	10	10	12	7	6	9	7	—	9	—	9
13	11	16	10	9	12	—	12	9	6	—	9	—	8
10	10	14	8	9	10	—	11	8	—	10	—	8	—

пластин a, мм

485	465	440	410	385	368	350	325	295	270	250	230	195	—
19	16	17	18	12	8	7	10	10	7	—	10	7	—
14	13	15	15	11	7	6	9	9	—	11	—	11	—

Диаметр стержня d, мм	Стержень: без прессующей пластины		Стержень: с прессующей пластиной		Ярмо		Толщина пакетов				
	$n_с$	$k_{кр}$	$n_с$	$k_{кр}$	$n_я$	$a_я$, мм	650	630	615	600	580
0 63	16	0,928	15	0,920	12	350	—	—	68 (3)	28	27
0,67	16	0,929	15	0,915	12	385	81 (3)	33	19	16	19 (6)
							При ширине				
							735	715	695	670	650
0,71	16	0,932	15	0,922	11	425	—	—	73 (3)	45	25
0,75	16	0,932	15	0,918	11	465	75 (3)	38	28	27 (6)	19

Примечания: 1. В магнитной системе с прессующей пластиной исклю
2. Крайний наружный пакет ярма имеет ширину a и толщину, равную шести (диаметры 0,71—0,75 м) крайних пакетов стержня при отсутствии прессу на единицу.

риантов сечения стержня диаметром 0,240 м крайний пакет ярма в первом варианте имеет размеры (6+5+8)×135, а во втором варианте (5+8)×135 мм. Площадь ступенчатой фигуры поперечного сечения стержня, м²,

$$П_{ф,с} = \Sigma a_{nс} b_{nс} \cdot 10^{-6}. \qquad (8.1)$$

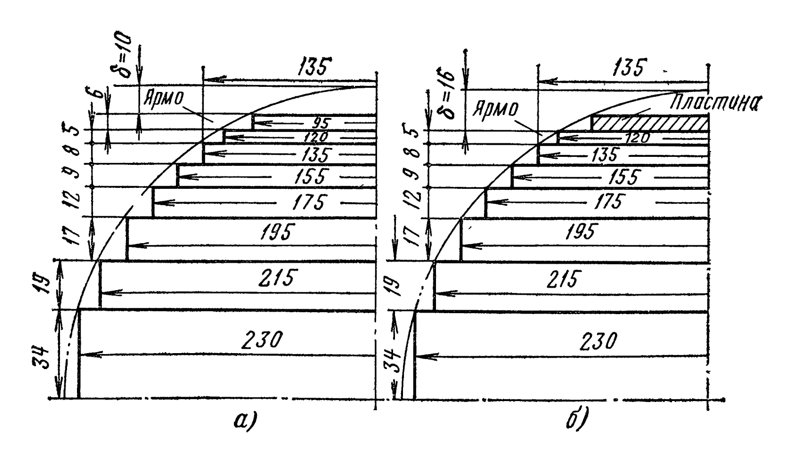


Рис. 8.2. Сечения стержня и ярма по табл. 8.3 для стержня диаметром 0,24 м:

а — стержень без прессующей пластины; *б* — стержень с прессующей пластиной

стержня b, мм, при ширине пластин a, мм

560	540	520	505	485	465	440	410	385	350	310	270	230	215
21 (6) 16	18 14	— 13	26 —	13 20	11 —	13 21	14 13	10 9	13 11	12 12	10 9	7 —	6 11

пластин a, мм

630	600	580	560	540	505	465	425	385	350	310	270	250	230
21 (6) 16	26 22	15 13	13 —	12 22	19 17	19 17	16 15	14 13	11 9	10 10	9 —	— 12	8 —

чить последний пакет стержня с наименьшей шириной пластины b.
сумме толщин четырех (диаметры 0,45—0,60 м), пяти (диаметры 0,63—0,70 м) и
ющей пластины. При ее наличии число объединенных пакетов ярма уменьшается

Активное сечение стержня

$$П_с = k_з П_{ф,с}. \quad (8.2)$$

Аналогично для ярма

$$П_{ф,я} = \Sigma a_{пя} b_{пя} \cdot 10^{-6}; \quad (8.1а)$$

$$П_я = k_з П_{ф,я}. \quad (8.2б)$$

Для стержня и ярма с продольными по отношению к пластинам охлаждающими каналами из размеров пакетов b исключаются соответствующие размеры этих каналов.

Рассчитанные по (8.1) и 8.1а) полные площади ступенчатой фигуры поперечного сечения стержня $П_{ф,с}$ и ярма $П_{ф,я}$ для плоских шихтовых магнитных систем при диаметрах стержня от 0,008 до 0,750 м при отсутствии и наличии прессующей пластины с размерами по табл. 8.2—8.5 с учетом размеров охлаждающих каналов приведены в табл. 8.6 и 8.7, где даны также объемы одного угла магнитной системы $V_у$.

Прямоугольная форма сечения ярма не рекомендуется для плоских магнитных систем, собираемых из пластин холоднокатаной анизотропной стали, так как приводит к уве-

Таблица 8.6. Площади сечения стержня $П_{ф,с}$ и ярма $П_{ф,я}$ и объем угла $V_у$ плоской шихтованной магнитной системы без прессующей пластины при размерах пакетов по табл. 8.2

d, м	$П_{ф,с}$, см²	$П_{ф,я}$, см²	$V_у$, см³	*d*, м	$П_{ф,с}$, см²	$П_{ф,я}$, см²	$V_у$, см³
0,08	43,3	44,8	280,8	0,12	104,9	106,5	1050
0,085	50,8	51,6	356,4	0,125	112,3	115,3	1194
0,095	56,7	58,2	426,4	0,13	121,9	124,9	1299
0,09	62,9	63,7	488,0	0,14	141,5	144,0	1620
0,10	72,0	73,2	596,8	0,15	161,7	165,9	2040
0,105	79,3	80,1	683,0	0,16	183,5	188,3	2470
0,11	86,2	89,7	790,2	0,17	208,5	214,1	2908
0,115	93,9	95,4	812,8	0,18	232,8	237,6	3452

личению расхода стали и возрастанию добавочных потерь в магнитной системе. При использовании этой формы ярма в целях упрощения технологии изготовления пластин ярма площадь поперечного сечения ярма должна быть увеличена по отношению к площади поперечного сечения стержня в $k_я$ раз при $k_я = 1{,}15 \div 1{,}05$ для трансформаторов мощностью 25—6300 кВ·А.

Высота ярма прямоугольного сечения, м, может быть найдена предварительно

$$h_я = П_{ф,с}\, k_я / \left(2\, \Sigma b_{пс} \cdot 10^{-3}\right),$$

где b — по рис. 8.4. Высота ярма $h_я$ принимается равной ближайшей ширине пластины нормализованного ряда. Полная площадь сечения ярма, м^2,

$$П_{ф,я} = 2 \Sigma b_{пс}\, h_я \cdot 10^{-3}.$$

В сухих трансформаторах с плоской магнитной системой размеры пакетов в сечении стержня и ярма могут быть выбраны по табл. 8.2 или 8.3, однако при диаметрах стержня от 0,2 м и выше рекомендуется выбирать вариант с прессующей пластиной. При диаметрах от 0,240 до 0,360 м следует предусмотреть в стержнях и ярмах продольные охлаждающие каналы с числом и размерами по табл. 2.6 и 2.7 с соответствующим уменьшением площади сечения стержня $П_{ф,с}$ и ярма $П_{ф,я}$, а также объема угла магнитной системы $V_у$ по отношению к данным табл. 8.6 и 8.7.

После определения полных сечений стержня и ярма для плоской шихтованной магнитной системы находят ее основ-

Таблица 8.7. **Площади сечения стержня $П_{ф,с}$ и ярма $П_{ф,я}$ и объем угла $V_у$ плоской шихтованной магнитной системы без прессующей пластины и с прессующей пластиной с размерами пакетов по табл. 8.3**

d, м	Без прессующей пластины			С прессующей пластиной		
	$П_{ф,с}$, см²	$П_{ф,я}$, см²	$V_у$, см³	$П_{ф,с}$, см²	$П_{ф,я}$, см²	$V_у$, см³
0,19	262,8	267,3	4118	252,3	253,3	4012
0,20	288,4	296,2	4811	277,9	273,4	4685
0,21	319,2	327,2	5680	308,4	311,6	5522
0,22	353,0	360,5	6460	342,5	343,7	6334
0,23	387,7	394,0	7482	376,9	378,4	7342
0,24	419,3	425,6	8428	407,9	409,4	8274
0,25	456,2	462,6	9532	446,2	448,6	9392
0,26	490,6	507,1	10 746	478,0	488,5	10 550
0,27	532,6	543,4	12 018	515,8	518,6	11 758
0,28	570,9	591,1	13 738	556,2	566,6	13 480
0,29	612,4	622,8	14 858	594,0	596,4	14 554
0,30	657,2	675,2	16 556	644,6	654,2	16 336
0,31	702,0	715,8	18 672	683,0	689,4	18 312
0,32	746,2	762,4	20 144	732,7	743,9	19 880
0,33	797,1	820,2	22 382	770,1	779,2	21 828
0,34	844,8	860,8	23 732	828,6	837,4	23 416
0,35	903,6	927,6	26 814	868,6	876,0	26 118
0,36	929,2	948,8	27 944	910,3	917,5	27 574
0,37	988,8	1003,8	30 606	969,8	975,8	30 228
0,38	1035,8	1063,4	33 074	1019,6	1037,6	32 716
0,39	1105,2	1123,6	35 966	1080,0	1085,8	35 438
0,40	1155,6	1167,6	39 550	1143,2	1150,4	39 284
0,42	1282,9	1315,0	46 220	1255,0	1270,0	45 528
0,45	1479,2	1500,2	56 560	1451,2	1460,2	55 860
0,48	1688,9	1718,7	68 274	1657,4	1670,1	67 424
0,50	1816,4	1843,9	76 604	1788,4	1800,7	75 846
0,53	2044,8	2077,8	92 752	2013,6	2030,6	91 832
0,56	2286,2	2316,7	107 900	2258,9	2275,4	107 120
0,60	2639,4	2690,9	133 770	2596,5	2618,4	133 370
0,63	2892,5	2958,3	154 240	2869,1	2916,3	153 340
0,67	3273,9	3397,7	186 170	3226,6	3273,0	184 350
0,71	3688,0	3797,8	222 880	3651,2	3729,8	221 310
0,75	4115,7	4251,8	262 210	4055,7	4140,2	259 430

ные размеры — длину стержня $l_с$ и расстояние между осями соседних стержней C.

$$l_с = l + (l_0' + l_0'') \cdot 10^{-3}, \qquad (8.3)$$

где l_0' и l_0'' — расстояния от обмотки до верхнего и нижнего ярма (рис. 8.3).

При отсутствии прессующих колец обмотки l_0' и l_0'' вы-

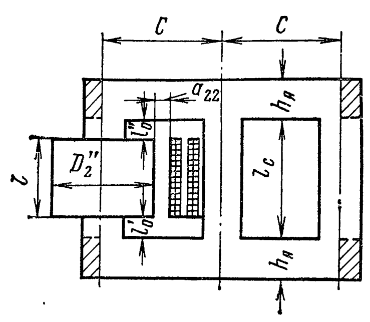


Рис. 8.3. К определению размеров плоской магнитной системы

бираются только из условий ее изоляции по табл. 4.5 или 4.15, а для 110 кВ — по рис. 4.7. Прессующие кольца (см. § 7.3) рекомендуется устанавливать при номинальной мощности трансформатора от 1000 кВ·А и выше, а в трансформаторах с магнитной системой с прессующей пластиной — независимо от мощности. При наличии колец расстояние до верхнего ярма увеличивается: для трансформаторов мощностью 1000—6300 кВ·А на 45 мм; для двухобмоточных трансформаторов мощностью 10 000—63 000 кВ·А на 60 мм и для трехобмоточных трансформаторов этих мощностей на 100 мм.

Расстояние между осями соседних стержней, м,

$$C = D_2'' + a_{22}' \cdot 10^{-3}, \qquad (8.4)$$

где D_2' — внешний диаметр обмотки ВН, м; a_{22}' — расстояние между обмотками соседних стержней, определяемое по табл. 4.5.

Значение C округляется до 0,005 м.

Масса стали в стержнях и ярмах плоской шихтованной магнитной системы определяется путем суммирования масс прямых участков и углов. Углом магнитной системы называется ее часть, ограниченная объемом, образованным пересечением боковых призматических или цилиндрических поверхностей одного из ярм и одного из стержней.

Для наиболее распространенной многоступенчатой формы поперечного сечения ярма в плоской магнитной системе (рис. 8.4) масса стали одного угла, кг, при n ступенях в сечении стержня

$$G_у = 2k_з \gamma_{ст} \cdot 10^{-9} (a_{1с} a_{1я} b_{1с} + a_{2с} a_{2я} b_{2с} + \ldots + a_{nс} a_{nя} b_{nс}) \qquad (8.5)$$

где $a_{1с}$, $a_{2я}$ и т. д. — ширина стыкуемых пакетов стержня и ярма, мм; $b_{1с}$, $b_{2с}$ и т. д. — толщина пакетов стержня, мм, согласно рис. 8.4 в половине сечения стержня; $\gamma_{ст}$ — плотность трансформаторной стали, кг/м³ (применяемые в силовых трансформаторах марки стали имеют плотность: горячекатаная 7550, холоднокатаная 7650 кг/м³).

Для магнитных систем с размерами пакетов стержней и ярм по табл. 8.2—8.5 объем угла может быть принят по табл. 8.6 или 8.7. Масса стали угла при многоступенчатой форме сечения, кг,

$$G_у = k_з V_у \gamma_{ст} \cdot 10^{-6}; \qquad (8.6)$$

при прямоугольной форме сечения ярма

$$G_у = П_с h_я \gamma_{ст}, \qquad (8.7)$$

где $П_с$ — активное сечение стержня, м^2; $h_я$ — высота ярма, м.

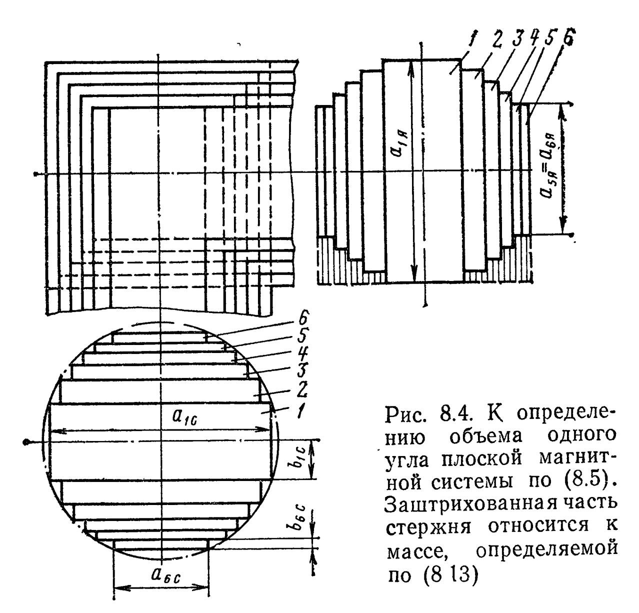


Рис. 8.4. К определению объема одного угла плоской магнитной системы по (8.5). Заштрихованная часть стержня относится к массе, определяемой по (8 13)

Масса стали ярм в этих двух случаях может быть определена как сумма двух слагаемых: массы частей ярм, заключенных между осями крайних стержней, кг,

$$G'_я = 2(c - 1)\, c П_я \gamma_{ст}, \qquad (8.8)$$

где c — число активных (несущих обмотки) стержней: для трехфазного трансформатора $c=3$; для однофазного $c=2$; $П_я$ — активное сечение ярма, м^2;

массы стали в частях ярм, заштрихованных на рис. 8.3, кг,

$$G''_я = 4G_у/2 = 2G_у; \qquad (8.9)$$

здесь $G_у$ определяется по (8.5), (8.6) или (8.7).

Полная масса двух ярм, кг,

$$G_я = G'_я + G''_я. \quad (8.10)$$

Масса стали стержней при многоступенчатой форме сечения ярма определяется как сумма двух слагаемых

$$G_с = G'_с + G''_с, \quad (8.11)$$

где масса стали стержней в пределах окна магнитной системы

$$G'_с = c\Pi_с \, l_с \, \gamma_{ст}; \quad (8.12)$$

здесь $\Pi_с$ — активное сечение стрежня, м^2; l_2 — в метрах.

Масса стали в местах стыка пакетов стержня и ярма (места, заштрихованные на рис. 8.4), кг,

$$G''_с = c\left(\Pi_с \, a_{1я} \, \gamma_{ст} \cdot 10^{-3} - G_у\right). \quad (8.13)$$

Для магнитной системы с прямоугольной формой сечения ярма или с ярмом, ограниченным плоскостью со стороны стержня по рис. 2.20, *б*, масса стали стержней определяется по (8.11) при $G''_с = 0$.

Полная масса стали плоской магнитной системы, кг,

$$G_{ст} = G_с + G_я. \quad (8.14)$$

Пространственная комбинированная магнитная система (рис. 2.6, *а*). Поперечное сечение стержня этой системы собирается из плоских пластин и может быть образовано с теми же размерами — шириной пластин и толщиной пакетов, как в плоской шихтованной системе, т. е. по табл. 8.2 или 8.3 без прессующей пластины. При этом из площади $\Pi_{ф,с}$, найденной по таблице, должна быть исключена площадь центрального осевого отверстия в стержне для размещения вертикальной стяжной шпильки остова, равная 4 см^2 для диаметров стержня 0,011—0,014 м; 6,25 см^2 для диаметров 0,15—0,23 м и 9—25 см^2 для диаметров 0,24—0,30 м.

Навитое ярмо этой системы для трансформаторов с номинальной мощностью до 1000—1600 кВ·А выполняется обычно с прямоугольной формой поперечного сечения и рассчитывается для магнитного потока

$$\Phi_я = \Phi_с / \sqrt{3}.$$

Поэтому полное сечение ярма такой системы

$$\Pi_{ф,я} = \Pi_{ф,с} / \sqrt{3}. \quad (8.15)$$

Ширина навитого ярма, м, в соответствии с рис. 8.5 определяется по формуле

$$b_я = d - (2r + \delta) \cdot 10^{-3}, \qquad (8.16)$$

где $2r = 20$ мм для диаметров стержня 0,11—0,14 м; 25 мм; для диаметров 0,15—0,23 м и 30—50 мм для диаметров 0,24—0,30 м. Высота сегмента δ может быть найдена как разность половины диаметра стержня и суммы толщин пакетов в половине сечения стержня. Если размеры пакетов стержня соответствуют данным табл. 8.2 или 8.3, то размер δ может быть взят из табл. 8.8.

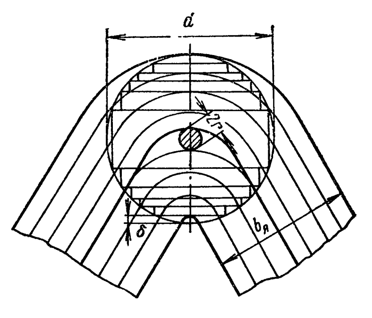


Рис. 8.5. К определению ширины навитого ярма пространственной магнитной системы по (8.16)

Высота навитого ярма прямоугольного сечения предварительно

$$h'_я = П_{ф.с} / (\sqrt{3} b_я). \qquad (8.17)$$

Таблица 8.8. **Высота сегмента δ в формуле (8.16) для магнитных систем без прессующей пластины**

d, м	δ, мм	d, м	δ, мм	d, м	δ, мм	d, м	δ, мм
0,080	6	0,115	5,5	0,170	4	0,240	10
0,085	4	0,120	3	0,180	6	0,250	10
0,090	5	0,125	3,5	0,190	7	0,260	11
0,095	4,5	0,130	3	0,200	8	0,270	10
0,100	4	0,140	3	0,210	9	0,280	11
0,105	3,5	0,150	6	0,220	7	0,290	12
0,110	4	0,160	6	0,230	9	0,300	10

После определения по (8.17) высота ярма $h_я$ принимается равной ближайшей большей ширине пластин нормализованного ряда, и активное сечение ярма

$$П_я = h_я b_я k_з. \qquad (8.18)$$

Для определения массы стали в стержнях пространственной магнитной системы по рис. 2.6, *а* можно воспользо-

ваться (8.11), принимая $G''_c = 0$. Массу стали в ярмах этой системы, полагая форму поперечного сечения прямоугольной и пользуясь рис. 8.6, можно рассчитать по формуле

$$G_я = 2k_з \Pi'_я h_я \gamma_{ст}, \tag{8.19}$$

где $\Pi'_я$ — площадь ярма в плане, м^2,

$$\Pi'_я = 3\left(b_1 l_1 + b_2 l_2\right) + \pi\left(R_1^2 + R_2^2 - R_3^2\right); \tag{8.20}$$

$b_1 = \frac{d}{2} - (r+\delta) \cdot 10^{-3}$ (δ по рис. 8.5 или табл. 8.8);

$$b_2 = d/2 - r \cdot 10^{-3}; \quad l_1 = C - d\cos 30°;$$

$$l_2 = C - (d - 8r \cdot 10^{-3})\cos 30°; \quad R_1 = \frac{d}{2} - r \cdot 10^{-3};$$

$$R_2 = d - 4r \cdot 10^{-3}; \quad R_2 = \frac{d}{2} - 3r \cdot 10^{-3}.$$

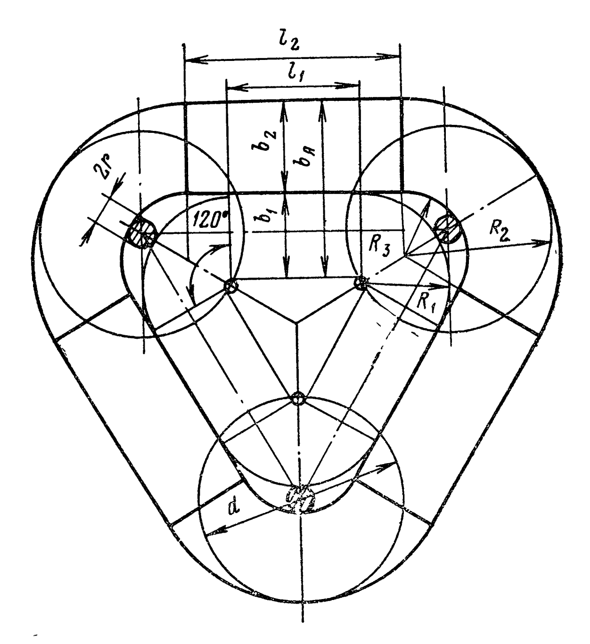


Рис. 8.6. К определению массы стали ярм комбинированной пространственной магнитной системы по рис. 2.6, *а*

Рис. 8.7. Стальное кольцо навитой пространственной магнитной системы по рис. 2.6, *б*

Полная масса стали определяется по (8.14).

Объем стали угла пространственной магнитной системы по рис. 2.6, *а* может быть найден как произведение активного сечения стержня без площади серповидного отверстия в ярме на высоту ярма $h_я$, определяемую по (8.17). Площадь серповидного отверстия с достаточной точностью определяется как десятикратная площадь круга диаметром $2r$, т. е.

$$П_{серп} = 10\pi r^2 \cdot 10^{-6} = \pi r^2 \cdot 10^{-5}. \quad (8.21)$$

Масса стали угла, кг,

$$G_у = (П_с - П_{серп} k_з)\, h_я\, \gamma_{ст}. \quad (8.22)$$

Пространственная навитая магнитная система (рис. 2.6, *б*). Навитая пространственная трехфазная магнитная система состоит из трех колец по рис. 8.7, наматываемых из лент холоднокатаной рулонной электротехнической стали с переменной шириной. Поперечное сечение стержня составляется сечениями двух прилегающих колец. Поперечное сечение каждого кольца образуется из частей с трапецеидальными сечениями по рис. 8.7. Для трехфазных трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А включительно размеры сторон каждой трапеции составляют вполне определенную долю диаметра стержня, и поэтому коэффициент заполнения площади круга для трансформаторов этих мощностей имеет постоянное значение $k_{кр} = 0{,}904$

Полное сечение стержня

$$П_{ф,с} = \frac{\pi d^2}{4} k_{кр}.$$

Активное сечение стержня

$$П_с = k_з П_{ф,с}.$$

Полное и активное сечения ярма равны соответствующим сечениям стержня. Понятие угла в этой магнитной системе отсутствует.

Длина стержня определяется из технологических соображений

$$l_с = l + 2l_{техн}, \qquad (8.23)$$

где $l_{техн}$ — осевой размер разъемного диска, при помощи которого приводится во вращение обмотка при намотке ее на стержень магнитной системы. Для трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А можно принять $l_{техн}=0{,}03$ м. Это расстояние является достаточным также для изоляции от ярма обмотки класса напряжения до 10 кВ включительно.

Обозначения размеров кольца магнитной системы показаны на рис. 8.7.

В зависимости от диаметра стержня d и расстояния между осями соседних стержней C, определяемого по (8.4), эти размеры определяются следующим образом:

$$A = C + 0{,}71d; \quad B = 0{,}75d; \quad b = C - 0{,}866d.$$

Координата центра тяжести сечения стержня $a_ц = 0{,}342d$. Радиус закругления при переходе от стержня к ярму $r = 0{,}02 \div 0{,}025$ м. Тогда радиус

$$R = \sqrt{(b-r)^2 + l_с^2/4}. \qquad (8.24)$$

Длина средней линии кольца по положению центра тяжести поперечного сечения

$$L_{ср} = 2\left[l_с + \pi(r + a_ц)\frac{90° - \alpha}{90°} + \pi(R + r + a_ц)\frac{\alpha}{90°}\right], \qquad (8.25)$$

где $\alpha = \arcsin[(b-r)/R]$.

Масса стали навитой магнитной системы

$$G_{ст} = 3L_{ср}\frac{П_с}{2}\gamma_{ст} = 1{,}5\,L_{ср}П_с\gamma_{ст}. \qquad (8.26)$$

8.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ХОЛОСТОГО ХОДА ТРАНСФОРМАТОРА

Режим работы трансформатора при питании одной из его обмоток от источника с переменным напряжением при разомкнутых других обмотках называется режимом холостого хода. Потери, возникающие в трансформаторе в режиме холостого хода при номинальном синусоидальном на-

пряжении на первичной обмотке и номинальной частоте, называются потерями холостого хода.

Потери холостого хода трансформатора P_x слагаются из магнитных потерь, т. е. потерь в активном материале (стали магнитной системы, потерь в стальных элементах конструкции остова трансформатора, вызванных частичным ответвлением главного магнитного потока, основных потерь в первичной обмотке, вызванных током холостого хода, и диэлектрических потерь в изоляции.

Диэлектрические потери в изоляции могут играть заметную роль только в трансформаторах, работающих при повышенной частоте, а в силовых трансформаторах, рассчитанных на частоту 50 Гц, даже при классах напряжения 500 и 750 кВ, обычно малы и могут не учитываться. Также не учитываются в силовых трансформаторах основные потери в первичной обмотке, составляющие обычно менее 1 % потерь холостого хода. Потери в элементах конструкции трансформатора при холостом ходе относительно невелики и учитываются вместе с другими добавочными потерями.

Магнитные потери — потери в активной стали магнитной системы — составляют основную часть потерь холостого хода и могут быть разделены на потери от гистерезиса и вихревых токов. Для современной холоднокатаной электротехнической стали с толщиной 0,35 и 0,30 мм первые из них составляют до 25—35 и вторые до 75—65 % полных потерь.

В практике при частоте 50 Гц обычно определяют магнитные потери, не разделяя их, и пользуются экспериментально установленной зависимостью между индукцией и удельными потерями в стали. Поскольку при заданной частоте и равномерном распределении индукции потери в единице массы стали однозначно определяются индукцией, эту зависимость выражают в форме потерь в единице массы стали p, Вт/кг, при заданной индукции. Данные экспериментального исследования стали сводятся в таблицы или изображаются кривой удельных потерь $p=f(B)$. Удельные, а также общие потери в стали изменяются с изменением индукции B и частоты f. При необходимости проведения приближенных пересчетов потерь с изменением частоты или индукции можно пользоваться приближенной формулой

$$p \sim B^m f^n, \tag{8.27}$$

где для холоднокатаной стали $n=1{,}25$; $m=2$ при $B=1{,}0\div1{,}5$ Тл и $m=3$ при $B=1{,}5\div1{,}8$ Тл. Для горячекатаной стали $n=1{,}3$; $m=2$ при $B=1{,}0\div1{,}5$ Тл.

Следует помнить, что качество электротехнической стали различного происхождения может быть различным. Поэтому при расчете всегда следует пользоваться таблицами или кривыми, относящимися к фактически применяемой стали.

Удельные потери в холоднокатаной стали марок 3404, 3405, М6Х и М4Х приведены в табл 8.10. При использовании стали марки 3406 толщиной 0,27 мм можно пользоваться данными для стали марки М4Х толщиной 0,28 мм в этой таблице, а также табл. 8.11, 8.13 и 8.14.

Магнитная индукция в стержнях и ярмах плоской шихтованной магнитной системы определяется для рассчитанного напряжения витка обмотки и окончательно установленных значений активных сечений стержня $П_с$ и ярма $П_я$

$$B_с = u_в/(4{,}44 f П_с); \qquad (8.28)$$

$$B_я = u_в/(4{,}44 f П_я). \qquad (8.29)$$

Потери холостого хода трансформатора, плоская шихтованная магнитная система которого собрана из пластин, определяются ее конструкцией, массой стали отдельных участков системы, индукцией на каждом из этих участков, качеством стали, толщиной пластин и технологией изготовления и обработки пластин.

Потери холостого хода в магнитной системе, собранной из пластин горячекатаной стали,

$$P_х = k_д (p_с G_с + p_я G_я), \qquad (8.30)$$

где $p_с$ и $p_я$ — удельные потери в 1 кг стали стержня и ярма, зависящие от индукций $B_с$ и $B_я$, марки и толщины листов стали, приведенные для стали марок 1512 и 1513 по ГОСТ 21427-83 в табл. 8.9; $k_д$ — коэффициент, учитывающий добавочные потери, возникающие вследствие неравномерности распределения индукции механических воздействий на сталь при заготовке пластин и сборке остова, потери в крепежных деталях и др.

Диаметр стержня d, м	До 0,2	0,2—0,3	0,3—0,5	Более 0,5
Ярмо прямоугольного сечения $k_д$	1,0—1,01	1,02—1,05	1,05—1,10	1,10—1,15
Ярмо ступенчатого сечения $k_д$	1,0	1,0—1,02	1,03—1,05	1,05—1,07

При расчете потерь в плоской шихтованной магнитной системе, собранной из пластин холоднокатаной текстурованной анизотропной стали, необходимо учитывать свойст-

Таблица 8.9. **Удельные потери в стали p и в зоне шихтованного стыка $p_з$ для горячекатаной стали марок 1512 и 1513 и холоднокатаной стали марок 3411, 3412 и 3413 толщиной 0,35 мм при различных индукциях и $f=50$ Гц**

B, Тл	Горячекатаная сталь		Холоднокатаная сталь			
	p, Вт/кг		p, Вт/кг			$p_з$, Вт/м²
	1512	1513	3411	3412	3413	3411, 3412, 3413
0,60	0,515	0,450	—	—	—	—
0,70	0,605	0,524	—	—	—	—
0,80	0,76	0,656	—	—	—	—
0,90	0,962	0,836	0,662	0,582	0,503	—
1,00	1,20	1,05	0,80	0,70	0,60	80
1,10	1,46	1,29	0,95	0,825	0,71	120
1,20	1,76	1,56	1,12	0,97	0,83	175
1,30	2,09	1,85	1,31	1,13	0,97	250
1,40	2,45	2,17	1,52	1,29	1,13	350
1,45	2,63	2,34	1,64	1,40	1,22	425
1,50	2,80	2,50	1,75	1,50	1,30	500
1,60	—	—	2,07	1,79	1,55	650
1,65	—	—	2,29	2,00	1,73	725
1,70	—	—	2,50	2,20	1,90	800
1,80	—	—	3,00	2,72	2,00	850
1,90	—	—	3,95	3,58	3,15	860

Примечание. Добавочные потери в зоне шихтованного стыка для горячекатаной стали не учитываются.

ва самой стали и ряд конструктивных и технологических факторов. К конструктивным факторам следует отнести: форму стыков пластин в углах системы, форму поперечного сечения ярма, способ прессовки стержней и ярм. Из технологических факторов наибольшее влияние на потери в магнитной системе оказывают: резка рулонов стали на пластины, удаление заусенцев, образующихся при резке, отжиг пластин, покрытие их лаком, прессовка магнитной системы при сборке и перешихтовка верхнего ярма при установке обмоток.

Удельные потери в 1 кг стали при частоте 50 Гц и индукции от 0,2 до 2,0 Тл для современных марок холоднокатаной анизотропной стали по ГОСТ 21427-83 приведены в табл. 8.10 и частично в табл. 8.9. Следует учитывать, что эти данные справедливы для того случая, когда направление вектора индукции магнитного поля совпадает с направлением прокатки стали. При отклонении магнитного потока от направления прокатки следует считаться с увеличением удельных потерь, зависящим от угла α между этими направлени-

Таблица 8.10. **Удельные потери в стали p и в зоне шихтованного стыка $p_з$ для холоднокатаной стали марок 3404 и 3405 по ГОСТ 21427-83 и для стали иностранного производства марок М6Х и М4Х толщиной 0,35, 0,30 и 0,28 мм при различных индукциях и $f=50$ Гц**

B, Тл	p, Вт/кг				$p_з$, Вт/м²	
	3404, 0,35 мм	3404, 0,30 мм	3405, 0,30 мм	М4Х, 0,28 мм	Одна пластина	Две пластины
0,20	0,028	0,025	0,023	0,018	25	30
0,40	0,093	0,090	0,085	0,069	50	70
0,60	0,190	0,185	0,130	0,145	100	125
0,80	0,320	0,300	0,280	0,245	170	215
1,00	0,475	0,450	0,425	0,370	265	345
1,20	0,675	0,635	0,610	0,535	375	515
1,22	0,697	0,659	0,631	0,555	387	536
1,24	0,719	0,683	0,652	0,575	399	557
1,26	0,741	0,707	0,673	0,595	411	578
1,28	0,763	0,731	0,694	0,615	423	589
1,30	0,785	0,755	0,715	0,635	435	620
1,32	0,814	0,779	0,739	0,658	448	642
1,34	0,843	0,803	0,763	0,681	461	664
1,36	0,872	0,827	0,787	0,704	474	686
1,38	0,901	0,851	0,811	0,727	497	708
1,40	0,930	0,875	0,835	0,750	500	730
1,42	0,964	0,906	0,860	0,778	514	754
1,44	0,998	0,937	0,869	0,806	526	778
1,46	1,032	0,968	0,916	0,834	542	802
1,48	1,066	0,999	0,943	0,862	556	826
1,50	1,100	1,030	0,970	0,890	570	850
1,52	1,134	1,070	1,004	0,926	585	878
1,54	1,168	1,110	1,038	0,962	600	906
1,56	1,207	1,150	1,074	1,000	615	934
1,58	1,251	1,190	1,112	1,040	630	962
1,60	1,295	1,230	1,150	1,080	645	990
1,62	1,353	1,278	1,194	1,132	661	1017
1,64	1,411	1,326	1,238	1,184	677	1044
1,66	1,472	1,380	1,288	1,244	695	1071
1,68	1,536	1,440	1,344	1,312	709	1098
1,70	1,600	1,500	1,400	1,380	725	1125
1,72	1,672	1,560	1,460	1,472	741	1155
1,74	1,744	1,620	1,520	1,564	757	1185
1,76	1,824	1,692	1,588	1,660	773	1215
1,78	1,912	1,776	1,664	1,760	789	1245
1,80	2,000	1,860	1,740	1,860	805	1275
1,82	2,090	1,950	1,815	1,950	822	1305
1,84	2,180	2,040	1,890	2,040	839	1335
1,86	2,270	2,130	1,970	2,130	856	1365
1,88	2,360	2,220	2,060	2,220	873	1395

	p, Вт/кг				$p_з$, Вт/м²	
B, Тл	3404, 0,35 мм	3404, 0,30 мм	3405, 0,30 мм	М4Х, 0,28 мм	Одна пластина	Две пластины
1,90	2,450	2,300	2,150	2,400	890	1425
1,95	2,700	2,530	2,390	2,530	930	1500
2,00	3,000	2,820	2,630	2,820	970	1580

Примечания: 1. Удельные потери для стали марки 3405 толщиной 0,35 мм принимать по графе для стали 3404 толщиной 0,30 мм.

2. Удельные потери для стали М6Х толщиной 0,35 мм принимать по графе для стали 3404 той же толщины.

3. В двух последних графах приведены удельные потери $p_з$, Вт/м², в зоне шихтованного стыка при шихтовке слоями в одну и две пластины одинаковые для всех марок.

ями. Степень увеличения потерь при индукции 0,5—1,5 Тл при разных углах для одной из марок холоднокатаной стали показана на рис. 2.14, *а*. С изменением угла изменяются только потери от гистерезиса. Потери от вихревых токов не зависят от этого угла. Поэтому в стали толщиной 0,35 мм, для которой потери от гистерезиса составляют меньшую часть общих потерь, общие потери с изменением угла α изменяются в меньшей степени, чем в стали толщиной 0,30 и 0,28 мм.

Пластины для стержней и ярм вырезаются так, чтобы продольная ось пластины была параллельной боковой кромке полосы рулона, т. е. совпадала с направлением прокатки стали. При этом в стержнях и большей части ярм направление вектора индукции магнитного поля будет совпадать с направлением прокатки (рис. 8.8, *б*).

При сборке магнитной системы из пластин прямоугольной формы с прямыми стыками по рис. 8.8, *а*, *б* в углах магнитной системы, т. е. в частях ярм, заштрихованных на этом рисунке, угол α между вектором магнитной индукции и направлением прокатки будет изменяться от 0 до 90°. Общее увеличение удельных потерь по всему объему заштрихованных частей в углах магнитной системы можно оценить коэффициентом $k_{п,у}$, зависящим от формы стыка, марки стали, толщины пластин и индукции. При косых стыках по рис. 8.8, *в* в углах магнитной системы также возникают добавочные потери, меньшие, чем при прямых стыках. В этом случае зона несовпадения направления индукционных линий с направлением прокатки ограничивается меньшим объемом стали, прилегающей к стыку пластин. Для ди-

Таблица 8.11. **Коэффициент $k_{п,у}$, учитывающий увеличение потерь в углах магнитной системы, для стали разных марок при косом и прямом стыках для диапазона индукций $B=0,9 \div 1,7$ Тл при $f=50$ Гц**

Стык	$k_{п,у}$	3412, 0,35 мм	3413, 0,35 мм	3404, 0,35 мм	3404, 0,30 мм; 3405, 0,35 мм	3405, 0,30 мм	М6Х, 0,35 мм	М4Х, 0,28 мм
Косой	$k'_{п,у}$	1,15	1,22	1,32	1,35	1,36	1,29	1,40
Прямой	$k''_{п,у}$	1,60	1,78	1,96	2,02	2,08	1,87	2,20

Примечания: 1. При индукции $B=1,8$ Тл коэффициент, полученный из таблицы, умножить при косом стыке на 0,96, при прямом на 0,93; при $B=1,9$ Тл — на 0,85 и 0,67 соответственно.

2. При комбинированном стыке на среднем стержне по рис. 2.17, *в* принимать $k_{п,у}=(k'_{п,у}+k''_{п,у})/2$.

апазона индукции 0,9—1,9 Тл коэффициент $k_{п,у}$ для прямых и косых стыков может быть принят по табл. 8.11.

Непосредственно в зоне стыка в шихтованной магнитной системе происходит увеличение индукции и часть индукционных линий из одной пластины в другую переходит перпендикулярно поверхности пластин (рис. 8.9). Вследствие этого непосредственно в зоне стыка возникают добавочные потери, которые определяются по общей поверхности стыка

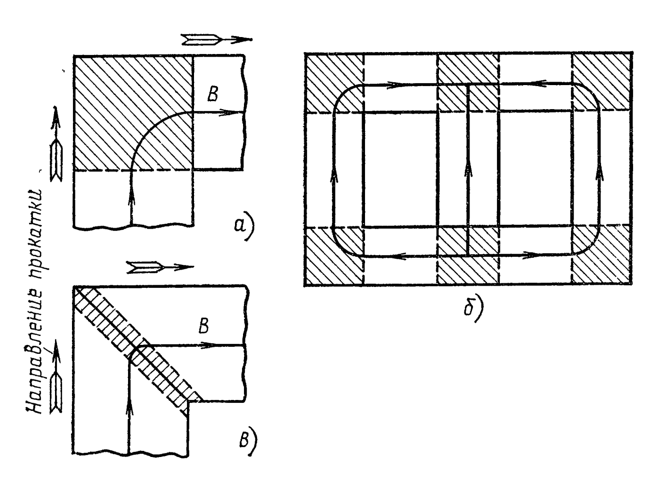


Рис. 8.8. Части магнитной системы, в которых возникают увеличенные потери в холоднокатаной стали при прямых и косых стыках

(зазора) и удельным потерям на 1 м^2 поверхности. Эти удельные потери $p_з$ для холоднокатаной стали приведены в табл. 8.10 и частично 8.9. Индукция для определения $p_з$ при прямых стыках принимается равной индукции в стержне для стыков, перпендикулярных оси стержня, и индукции в

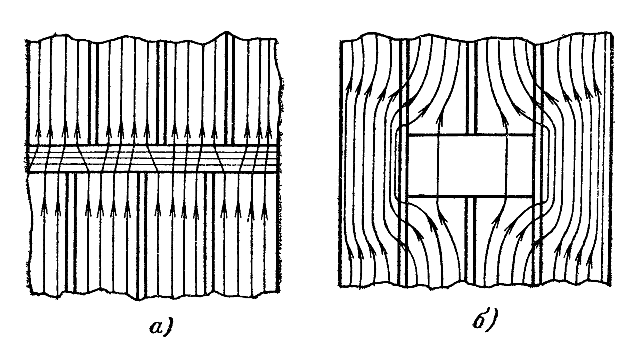


Рис. 8.9. Немагнитный зазор:
а — в стыковой магнитной системе; *б* — в шихтованной магнитной системе

ярме для стыков, перпендикулярных оси ярма. Для косых стыков следует принимать $B_з = B_с/\sqrt{2}$, где $B_с$ — индукция в стержне.

Площадь зазора (стыка) $П_з$ принимается для прямых стыков равной активному сечению стержня $П_с$ или ярма $П_я$, для косых стыков $П_з = \sqrt{2}П_с$.

Форма сечения ярма может влиять на распределение индукции по сечению ярма и стержня (см. § 2.3). Если число ступеней в сечении ярма равно или отличается на одну-две ступени от числа ступеней в сечении стержня, то распределение индукции в ярме и стержне можно считать равномерным и принять коэффициент увеличения потерь, зависящий от формы сечения ярма, $k_{п,я} = 1{,}0$. Для ярма с соотношением числа ступеней стержня и ярма, равным трем, $k_{п,я} = 1{,}04$; равным шести, $k_{п,я} = 1{,}06$ и для ярма прямоугольного сечения $k_{п,я} = 1{,}07$.

Для прессовки стержней и ярм при сборке остова трансформатора используются его различные конструктивные детали. В зависимости от мощности трансформатора способ прессовки может быть выбран в соответствии с рекомендациями табл. 8.12. В этой же таблице приведены коэффици-

Таблица 8.12. **Способы прессовки стержня и ярма и коэффициенты $k_{п п}$ и $k_{т,п}$ для учета влияния прессовки на потери и ток холостого хода**

S, кВ·А	Способ прессовки		Сталь отожжена		Сталь не отожжена	
	стержня	ярма	$k_{п,п}$	$k_{т,п}$	$k_{п,п}$	$k_{т,п}$
До 630	Расклинивание с обмоткой	Ярмовые балки без бандажей	1,03	1,045	1,02	1,04
1000—6300	Бандажи из стеклоленты	То же	1,03	1,05	1,025	1,04
10 000 и более	То же	Ярмовые балки с бандажами	1,04	1,06	1,03	1,05

енты $k_{п,п}$ и $k_{т,п}$ для учета влияния прессовки на потери и ток холостого хода.

Некоторые технологические факторы также оказывают влияние на потери холостого хода. Продольная резка полосы рулона стали на ленты и поперечная резка ленты на пластины приводят к возникновению внутренних механических напряжений в пластинах и увеличению удельных потерь в стали. Это увеличение может быть учтено введением коэффициента $k_{п,р}$, который для отожженной стали марок 3404 и 3405 может быть принят равным 1,05 и для неотожженной 1,11. Для отожженной стали марок М4Х и М6Х $k_{п,р}=1{,}025$ и для неотожженной 1,05.

При нарезке пластин из полосы рулона на линии среза образуются заусенцы. Удаление этих заусенцев при помощи ножей приводит к повышению удельных потерь, которое может быть учтено коэффициентом $k_{п,з}$: $k_{п,з}=1$ для отожженных пластин и 1,02 для неотожженных. Если заусенцы не сняты, то $k_{п,з}=1{,}02$ и 1,05 соответственно. Для пластин шириной более 0,3—0,4 м $k_{п,з}=1$.

Покрытие пластин изоляционной лаковой пленкой увеличивает потери в $k_{п,л}=1$ раз при воздушном охлаждении пластин и в $k_{п,л}=1{,}04$ раза при водяном охлаждении.

Перешихтовка верхнего яма остова при установке обмоток приводит к увеличению потерь, учитываемому коэффициентом $k_{п,ш}$. При мощности трансформатора до 250 кВ×А $k_{п,ш}=1{,}01$, при 400—630 кВ·А — 1,02, при 1000—6300 кВ·А — 1,04—1,08 и при 10 000 кВ·А и более — 1,09. Шихтовка магнитной системы в одну или две пластины в слое влияет на удельные потери и учитывается в табл. 8.10.

В связи с необходимостью учета увеличения потерь в

холоднокатаной стали в углах ярм, т. е. в частях ярм, заштрихованных на рис. 8.8, *б*, определение массы стали и потерь в магнитной системе в этом случае удобно производить в следующем порядке.

Масса стержней определяется по (8.11) (для ярма с прямоугольной формой сечения $G''_с=0$), и потери в них рассчитываются, как обычно, по индукции стержня и табличным данным удельных потерь $p_с$ для стали применяемой марки.

Масса ярм разделяется на две части. Масса стали частей, заштрихованных на рис. 8.8, для трехфазного трансформатора равна шестикратной и для однофазного трансформатора — четырехкратной массе угла $G_у$, определяемой по (8.5), (8.6) или (8.7). Масса стали незаштрихованных частей определяется как разность $G'_я - 4G_у$ для трехфазного и $G'_я - 2G_у$ для однофазного трансформатора. Следовательно, полная масса стали двух ярм может быть представлена для трехфазного трансформатора в виде

$$G_я = (G'_я - 4G_у) + 6G_у; \qquad (8.31)$$

для однофазного — в виде

$$G_я = (G'_я - 2G_у) + 4G_у. \qquad (8.31а)$$

В той части массы стали ярм, которая определяется разностью, в правой части (8.31), возникают потери, определяемые обычным путем по индукции в ярме и удельным потерям $p_я$. В массе стали углов помимо потерь, определяемых таким же путем, возникают добавочные потери, зависящие от прямой или косой формы стыков пластин стержней и ярм.

Для плоской трехфазной шихтованной магнитной системы современной трехстержневой конструкции с взаимным расположением стержней и ярм по рис. 2.5, *д*, собранной из пластин холоднокатаной анизотропной стали, с прессовкой стержней расклиниванием с внутренней обмоткой или бандажами, а ярм ярмовыми балками или балками с полубандажами, не имеющей сквозных шпилек в стержнях и ярмах, потери холостого хода могут быть рассчитаны по (8.32). Такая магнитная система имеет четыре угла на крайних и два на средних стержнях.

$$P_х = \Big[k_{п,р}\, k_{п,з}\, \Big(p_с G_с + p_я G'_я - 4p_я G_у + \frac{p_с + p_я}{2} k_{п,у} G_у\Big) + \\ + \Sigma p_з n_з П_з\Big]\, k_{п,я}\, k_{п,п}\, k_{п.ш}. \qquad (8.32)$$

Коэффициент увеличения потерь в углах может быть найден по формуле

$$k_{п,у} = 4k_{п,у,кр} + 2 \cdot 1{,}25k_{п,у,ср}\,.$$

Он зависит от формы стыков в углах крайних $k_{п,у,кр}$ и средних $k_{п,у,ср}$ стержней магнитной системы, коэффициенты для которых определяются по табл. 8.11. Значения $k_{п,у}$, рассчитанные для различных сочетаний формы стыков приведены в табл. 8.13.

Таблица 8.13. **Значения коэффициента $k_{п,у}$ для различного числа углов с косыми и прямыми стыками пластин плоской шихтованной магнитной системы для стали разных марок при $B=0{,}9\div1{,}7$ Тл и $f=50$ Гц**

Число углов со стыками		Марка стали и ее толщина						
косыми	прямыми	3412, 0,35 мм	3413, 0,35 мм	3404, 0,35 мм	3404, 0,30 мм; 3405, 0,35 мм	3405, 0,30 мм	М6Х, 0,35 мм	М4Х, 0,28 мм
Трехфазная магнитная система (три стержня)								
6	—	7,48	7,94	8,58	8,75	8,85	8,38	9,10
5*	1*	8,04	8,63	9,38	9,60	9,74	9,16	10,10
4	2	8,60	9,33	10,18	10,45	10,64	9,83	11,10
—	6	10,40	11,57	12,74	13,13	13,52	12,15	14,30
Однофазная магнитная система (два стержня)								
4	—	4,60	4,88	5,28	5,40	5,44	5,16	5,60
—	4	6,40	7,18	7,84	8,08	8,32	7,48	8,80

* Комбинированный стык по рис. 2.17, *в*.

Выражение $\Sigma p_з n_з П_з$ определяет потери в зоне стыков пластин магнитной системы с учетом числа стыков различной формы, площади зазора $П_з$ для прямых и косых стыков, индукции в зазоре $B_з$ и удельных потерь $p_з$ при этой индукции по табл. 8.10 и частично 8.9.

Для однофазного трансформатора со стержневой магнитной системой по рис. 2.5, *а* формула (8.32) превращается в формулу (8.32а)

$$P_х = \left[k_{п,р}\, k_{п,з}\left(p_с G_с + p_я G'_я - 2p_я G_у + \frac{p_с + p_я}{2} k_{п,у} G_у\right) + 4p_з П_з\right] k_{п,я}\, k_{п,п}\, k_{п,з}; \quad (8.32а)$$

где $k_{п,у} = 4k_{п,у,кр}$ и может быть принят по табл. 8.13.

При проведении предварительного расчета по обобщенному методу гл. 3 желательно иметь для определения потерь холостого хода более удобную на этом этапе расчета, но достаточно точную формулу. Произведение коэффициентов, стоящих в (8.32), с учетом того, что потери в зоне зазоров, определяемые как $\Sigma p_з n_з П_з$, составляют от 2 до 4 % полных потерь холостого хода и могут быть учтены соответствующим коэффициентом, может быть рассчитано в соответствии с предыдущими указаниями данного параграфа и заменено одним коэффициентом $k_{п,д}$. В этом случае по (8.32) получаем

$$P_х = k_{п,д} p_с (G_с + 0{,}5k_{п,у} G_у) + k_{п,д} p_я (G_я - 6G_у + 0{,}5k_{п,у} G_у), \quad (8.33)$$

где $k_{п,д}$ — коэффициент, учитывающий добавочные потери, вызванные резкой стали, снятием заусенцев, прессовкой магнитной системы и перешихтовкой верхнего ярма, а также потери в зоне зазора, можно принять по табл. 8.14.

Таблица 8.14. **Коэффициент добавочных потерь $k_{п,д}$ в (8.33) для стали марок 3404 и 3405**

S, кВ·А	До 250	400—630	1000—6300	10 000 и более
Пластины отожжены	1,12	1,13	1,15	1,20
Пластины не отожжены	1,22	1,23	1,26	1,31

Примечания: 1. Для стали марок М4Х и М6Х можно принять те же коэффициенты.

2. При прямоугольной форме поперечного сечения ярма коэффициент, полученный из таблицы, умножить на 1,07.

Следует заметить, что толщина электротехнической стали, из которой будет собрана магнитная система, согласно ГОСТ 21427-83 может отличаться от расчетной в пределах ± (6,5÷8,5) % для холоднокатаной и ± (8,5÷10) % для горячекатаной стали. Эти отклонения могут вызвать некоторое изменение коэффициента заполнения и индукции в магнитной системе, что в свою очередь приведет к отклонению действительных потерь холостого хода от расчетных.

Отклонение действительных потерь в готовом трансформаторе от расчетных может быть также следствием нестабильности качества стали, большего или меньшего увеличения потерь вследствие механических воздействий при заго-

товке пластин и сборке системы и других причин. Влияние этих факторов может складываться или вычитаться, но, как правило, в правильно рассчитанном трансформаторе отклонение действительных потерь от расчетных составляет в среднем не более $\pm(5\div8)$ %. Учитывая эти отклонения, в тех случаях, когда предельное значение потерь холостого хода трансформатора задано, расчетные потери следует выдерживать в пределах нормы ГОСТ или технических усло-

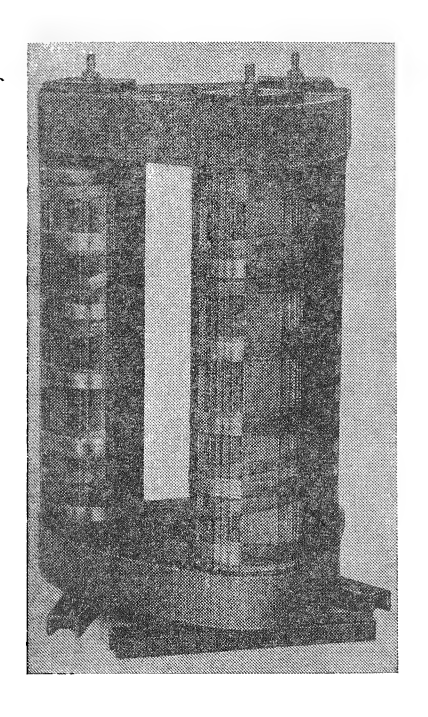


Рис. 8.10. Остов трансформатора со стыковой пространственной магнитной системой

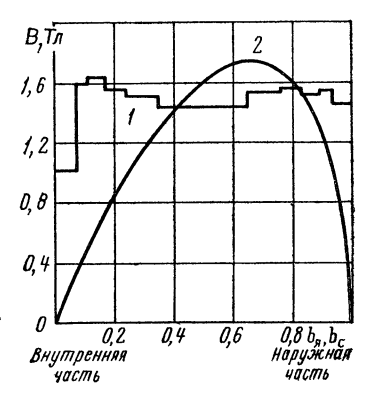


Рис. 8.11. Распределение индукции в стыковой пространственной магнитной системе:

1 — по пакетам стержня; *2* — по кольцевым пакетам (слоям) ярма

вий плюс половина допуска. Согласно ГОСТ 11677-85 для потерь холостого хода в готовом трансформаторе установлен допуск +15 %. Таким образом, в расчете следует выдерживать потери холостого хода в пределах нормы соответствующего ГОСТ плюс 7,5 %.

Пространственная магнитная система по рис. 2.6, *а*, изображенная также на рис. 8.10, имеет свои особенности в распределении магнитного потока в стержнях и ярмах, которые должны учитываться при расчете потерь и тока холостого хода. Вследствие того, что ярмо этой системы име-

ет прямоугольную форму поперечного сечения при многоступенчатом сечении стержня, а также вследствие необычного стыкования торцовых поверхностей прямоугольных пакетов стержня с разными кольцевыми пакетами (слоями) ярма (рис. 8.5), возникает неравномерное распределение индукции по сечению стержня и ярма (рис. 8.11). Возникающие при этом добавочные потери, как показали исследования, могут быть учтены при расчете потерь путем умножения потерь в стержнях на $k_{п,н,с} = 1{,}04$ и потерь в ярмах на $k_{п,н,я} = 1{,}26$.

При соединении первичной обмотки (обмотки ВН) в звезду без нулевого провода 3-я гармоническая тока холо-

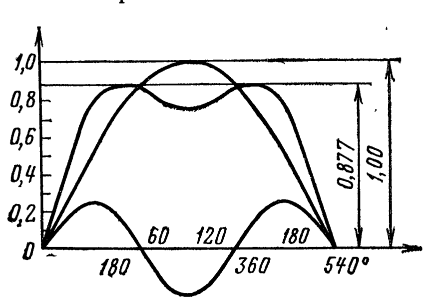


Рис. 8.12. Форма кривой магнитного потока в ярме пространственной магнитной системы (1-я и 3-я гармонические, результирующая кривая)

стого хода не может протекать в первичной обмотке, что приводит к появлению 3-й гармонической магнитного потока в магнитной системе. Эта составляющая магнитного потока вытесняется из параллельно соединенных стержней в кольцевые ярма, где ее начальная фаза совпадает с начальной фазой 1-й гармонической. В результате максимальное значение магнитного потока и индукции в ярмах уменьшается в 1,14 раза (рис. 8.12), что приводит к уменьшению удельных потерь в стали ярм $p_я$ и при расчете учитывается уменьшением индукции в ярмах.

Индукция в стержнях в этом случае рассчитывается по (8.28). Первая гармоническая индукции в прямых участках ярм может быть найдена по

$$B_{я1} = B_с \frac{П_с}{П_я \sqrt{3}}. \qquad (8.34)$$

Максимальная индукция в прямых участках ярм с учетом 3-й гармонической $B_{я3}$ определяется как

$$B_я = \frac{B_{я1}}{1{,}14} = 0{,}877 B_{я1}. \qquad (8.35)$$

Расчетная индукция в углах магнитной системы $B_у$ находится с учетом индукции стержней и прямых участков ярм

$$B_у = 0{,}87 \frac{B_с + B_я}{2}. \qquad (8.36)$$

Появление 3-й гармонической магнитного потока в ярмах приводит также к искажению формы кривой $\Phi = f(t)$, увеличению удельных потерь в стали и общих потерь в ярмах. Это увеличение потерь учитывается путем введения коэффициента $k_{п,и}$ к потерям в ярмах, который для пространственных магнитных систем по рис. 2.6 можно принять $k_{п,и} = 1{,}33$.

Изготовление ярм путем навивки из холоднокатаной ленты связано с механическими воздействиями на материал и существенными остаточными деформациями ленты, что приводит к значительному ухудшению ее магнитных свойств. Поэтому восстановительный отжиг навитых ярм в печах длительного действия является совершенно необходимым. При отсутствии отжига навитых ярм следует считаться с возможным увеличением потерь до двукратных и с существенно большим увеличением тока холостого хода. Пластины стержней должны подвергаться отжигу в проходных рольганговых печах.

При расчете потерь холостого хода следует учитывать также технологический фактор, т. е. увеличение потерь вследствие механических воздействий на пластины стали после отжига при сборке остова и всего трансформатора, несовершенство восстановительного отжига и т. д. Этот фактор может быть учтен путем введения коэффициента $k_{п,т}$, зависящего от разных причин, и в том числе от уровня культуры производства того или иного завода. Этот коэффициент может быть принят $k_{п,т} = 1{,}06$.

С учетом сделанных замечаний формула для расчета потерь холостого хода в пространственной магнитной системе по рис. 8.10 может быть представлена в виде

$$P_х = k_{п,т}\left[p_с G_с k_{п,н,с} + p_я G_я k_{п,и} k_{п,н,я} + 6G_у k_{п,и} k_{п,н,я} \times \right.$$
$$\left. \times \left(p_у k''_{п,у} - p_я\right)\right]. \qquad (8.37)$$

Удельные потери в стали стержней, прямых участков ярм и углов магнитной системы $p_с$, $p_я$ и $p_у$ определяются по табл. 8.10 для стали соответствующей марки по индукциям $B_с$, $B_я$ и $B_у$. Коэффициент $k''_{п,у}$ выбирается по табл. 8.11 для той же стали при прямом стыке.

При проведении предварительного расчета по обобщенному методу гл. 3 можно использовать формулу (8.37) в преобразованном виде

$$P_x = k'_c G_c + k'_я G_я + k'_у G_у, \qquad (8.38)$$

где коэффициенты k'_c, $k'_я$ и $k'_у$, рассчитанные по (8.37) для стали 3404, индукции в стержне B_c от 1,5 до 1,65 Тл и для 1-й гармонической индукции в прямых участках ярм $B_я = (1{,}0 \div 0{,}9) B_c$, могут быть взяты из табл. 8.15. Для других сталей эти коэффициенты могут быть подсчитаны на основании (8.37). В коэффициенты k'_c, $k'_я$, $k'_у$ в табл. 8.15 включены соответственно удельные потери p_c, $p_я$, $p_у$.

Таблица 8.15. Значения коэффициента k'_c, $k'_я$ и $k'_у$ в (8.38) для пространственной магнитной системы. Сталь марки 3404

Коэффициенты		Индукция в стержне B_c, Тл			
		1,5	1,55	1,6	1,65
k'_c		1,21	1,32	1,45	1,61
$k'_я$	$B_{я1}=B_c$	1,43	1,55	1,68	1,81
	$B_{я1}=0{,}95B_c$	1,27	1,37	1,48	1,59
	$B_{я1}=0{,}9B_c$	1,04	1,16	1,29	1,41
$k'_у$	$B_{я1}=B_c$	5,65	6,08	6,60	7,05
	$B_{я1}=0{,}95B_c$	5,70	6,12	6,82	7,27
	$B_{я1}=0{,}9B_c$	5,78	6,35	7,05	7,60

При расчете потерь холостого хода в пространственной магнитной системе по рис. 2.6, *б*, состоящей из трех навитых колец, следует учитывать, что при расчетной индукции в стержне B_c 1-я гармоническая индукция в отдельных кольцах $B_{к1}$ в $2/\sqrt{3} = 1{,}15$ раза больше (см. § 2.1), т. е. $B_{к1} = 1{,}15\, B_c$. При этом в каждом из навитых колец возникает гармоническая магнитного потока по рис 8.12 и максимальное значение индукции уменьшается в 1,14 раза. Таким образом, максимальную индукцию, определяющую удельные потери в стали, в такой магнитной системе можно принять равной расчетной индукции $B_к = B_c$.

Искажение формы кривой магнитного потока и индукции в этом случае можно учесть введением коэффициента $k_{п,и} = 1{,}33$.

Для учета технологического фактора можно ввести коэффициент $k_{п,т}=1,06$.

Поскольку в рассматриваемой магнитной системе понятие угла не имеет места и однородность каждого кольца при расчете потерь позволяет не разделять его на стержни и ярма, формула для расчета потерь в окончательном и предварительном расчете получает вид

$$P_х = k_{п,т}\, k_{п,и}\, p_с\, G_{ст}, \tag{8.39}$$

где масса стали магнитной системы $G_{ст}$ определяется по (8.26).

8.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКА ХОЛОСТОГО ХОДА ТРАНСФОРМАТОРА

Ток первичной обмотки трансформатора, возникающий при холостом ходе при номинальном синусоидальном напряжении и номинальной частоте, называется током холостого хода.

При расчете тока холостого хода трансформатора отдельно определяют его активную и реактивную составляющие.

Активная составляющая тока холостого хода вызывается наличием потерь холостого хода. Активная составляющая тока, А,

$$I_{х,а} = P_х/(mU_ф), \tag{8.40}$$

где $P_х$ — потери холостого хода, Вт; $U_ф$ — фазное напряжение первичной обмотки, В.

Обычно определяют не абсолютное значение тока холостого хода и его составляющих, а их относительное значение по отношению к номинальному току трансформатора i_0, $i_{0а}$, $i_{0р}$, выражая их в процентах номинального тока.

Тогда активная составляющая, %,

$$i_{0а} = \frac{I_{х,а}}{I_ф}100 = \left(\frac{P_х}{mU_ф} : \frac{S}{mU_ф}\right)100 = \frac{P_х}{S}100, \tag{8.41}$$

или

$$i_{0а} = P_х/(10S),$$

где S — мощность трансформатора, кВ·А; $P_х$ — потери холостого хода, Вт.

Расчет реактивной составляющей тока холостого хода усложняется наличием магнитной цепи трансформатора немагнитных зазоров. При этом расчете магнитная система трансформатора разбивается на четыре участка — стержни,

ярма, за исключением углов магнитной системы, углы и зазоры. Для каждого из этих участков подсчитывается требуемая намагничивающая мощность, суммируемая затем по всей магнитной системе. Так же как и потери, реактивная составляющая тока холостого хода зависит от основных магнитных свойств стали магнитной системы и ряда конструктивных и технологических факторов, оказывающих на эту составляющую существенно большее влияние, чем на потери.

Немагнитные зазоры в шихтованной магнитной системе имеют особую форму — в месте зазора стыки пластин чередуются со сквозными пластинами (см. рис. 8.9, *б*). Магнитный поток в месте стыка проходит частично через зазор между пластинами и частично — через соседнюю сквозную пластину. Индукция в сквозных пластинах в зоне, лежащей против стыков, увеличивается. Вместе с этим происходит местное увеличение потерь и реактивной составляющей тока холостого хода, однако общая намагничивающая мощность

Таблица 8.16. **Полная удельная намагничивающая мощность в стали q и в зоне шихтованного стыка $q_з$ для горячекатаной стали марок 1512 и 1513 и холоднокатаной стали марок 3411, 3412 и 3413 толщиной 0,35 мм при различных индукциях и $f=50$ Гц**

B, Тл	Горячекатаная сталь		Холоднокатаная сталь			
	q, В·А/кг	$q_з$, В·А/м²	q, В·А/кг			$q_з$, В·А/м²
	1512—1513	1512—1513	3411	3412	3413	3411, 3412, 3413
0,70	2,25	1250	—	—	—	—
0,80	2,75	1880	—	—	—	—
0,90	3,50	3030	—	—	—	—
1,00	4,60	4910	1,45	1,22	1,00	1660
1,10	6,50	7760	1,91	1,53	1,25	2220
1,20	10,0	11760	2,44	2,02	1,57	2770
1,30	15,7	17220	3,17	2,51	2,00	5550
1,40	25,8	24570	4,47	3,55	2,70	11 100
1,45	33,4	29650	5,43	4,30	3,22	13 900
1,50	43,5	34200	6,75	5,30	3,85	16 700
1,55	—	—	9,65	7,10	4,85	21 700
1,60	—	—	14,25	10,00	6,20	26 600
1,65	—	—	23,20	15,70	9,00	34 600
1,70	—	—	38,30	27,00	14,00	44 400
1,75	—	—	75,30	52,00	25,60	59 400
1,80	—	—	150,00	110,0	50,00	76 000
1,90	—	—	—	830,0	350,00	140 000

Примечание. Значения $q_з$ даны для шихтовки слоями в две пластины.

Таблица 8.17. **Полная удельная намагничивающая мощность в стали q и в зоне шихтованного стыка $q_з$ для холоднокатаной стали марок 3404 и 3405 толщиной 0,35 и 0,30 мм при различных индукциях и f=50 Гц**

B, Тл	Марка стали и ее толщина				$q_з$, В·А/м²	
	3404, 0,35 мм	3404, 0,30 мм	3405, 0,35 мм	3405, 0,30 мм	3404	3405
0,20	0,040	0,040	0,039	0,038	40	40
0,40	0,120	0,117	0,117	0,115	80	80
0,60	0,234	0,230	0,227	0,223	140	140
0,80	0,375	0,371	0,366	0,362	280	280
1,00	0,548	0,540	0,533	0,525	1000	900
1,20	0,752	0,742	0,732	0,722	4000	3700
1,22	0,782	0,768	0,758	0,748	4680	4160
1,24	0,811	0,793	0,783	0,773	5360	4620
1,26	0,841	0,819	0,809	0,799	6040	5080
1,28	0,870	0,844	0,834	0,824	6720	5540
1,30	0,900	0,870	0,860	0,850	7400	6000
1,32	0,932	0,904	0,892	0,880	8200	6640
1,34	0,964	0,938	0,924	0,910	9000	7280
1,36	0,996	0,972	0,956	0,940	9800	7920
1,38	1,028	1,006	0,988	0,970	10 600	8560
1,40	1,060	1,040	1,020	1,000	11 400	9200
1,42	1,114	1,089	1,065	1,041	12 440	10 120
1,44	1,168	1,139	1,110	1,082	13 480	11 040
1,46	1,222	1,188	1,156	1,123	14 520	11 960
1,48	1,276	1,238	1,210	1,161	15 560	12 880
1,50	1,330	1,289	1,246	1,205	16 600	13 800
1,52	1,408	1,360	1,311	1,263	17 960	14 760
1,54	1,486	1,431	1,376	1,321	19 320	15 720
1,56	1,575	1,511	1,447	1,383	20 700	16 800
1,58	1,675	1,600	1,524	1,449	22 100	18 000
1,60	1,775	1,688	1,602	1,526	23 500	19 200
1,62	1,958	1,850	1,748	1,645	25 100	20 480
1,64	2,131	2,012	1,894	1,775	26 700	21 760
1,66	2,556	2,289	2,123	1,956	28 600	23 160
1,68	3,028	2,681	2,435	2,188	30 800	24 680
1,70	3,400	3,073	2,747	2,420	33 000	27 000
1,72	4,480	4,013	3,547	3,080	35 400	28 520
1,74	5,560	4,953	4,347	3,740	37 800	30 840
1,76	7,180	6,364	5,551	4,736	40 800	33 000
1,78	9,340	8,247	7,161	6,068	44 400	35 000
1,80	11,500	10,130	8,770	7,400	48 000	37 000
1,82	20,240	17,670	15,110	12,540	52 000	39 800
1,84	28,980	25,210	21,450	17,680	56 000	43 600
1,86	37,720	32,750	27,790	22,820	60 000	47 400
1,88	46,460	40,290	34,130	27,960	64 000	51 200

B, Тл	Марка стали и ее толщина				$q_з$, В·А/м²	
	3404, 0,35 мм	3404, 0,30 мм	3405, 0,35 мм	3405, 0,30 мм	3404	3405
1,90	55,200	47,830	40,740	33,100	68 000	55 000
1,95	89,600	82,900	76,900	70,800	80 000	65 000
2,00	250,000	215,000	180,000	145,000	110 000	75 000

Примечание. В двух последних графах приведена удельная намагничивающая мощность $q_з$, В·А/м², в зоне шихтованного стыка при шихтовке слоями в две пластины. При шихтовке в одну пластину данные $q_з$, полученные из таблицы, умножить на 0,82 для стали марки 3404 и на 0,78 для стали марки 3405.

для зазора оказывается существенно меньшей, чем при стыке частей стыковой магнитной системы по рис. 8.9, *а*.

В практике расчета намагничивающая мощность для зазоров шихтованных магнитных систем, собираемых из пластин горячекатаной или холоднокатаной стали, определяется для условного немагнитного зазора, подобного зазору по рис. 8.9, *а*, по площади сечения стали в данном стыке, т. е. по активному сечению стержня или ярма, и по удельной намагничивающей мощности, отнесенной к единице площади активного сечения, $q_з$, В·А/м², и определяемой экспериментально для каждой марки стали.

Удельные намагничивающие мощности для стали марок 3404 и 3405 приведены в табл. 8.17 и для марок М6Х и М4Х — в табл. 8.18. При использовании стали марки 3406 толщиной 0,27 мм можно пользоваться данными для стали М4Х толщиной 0,28 мм в табл 8.18.

При экспериментальных исследованиях стали удельная намагничивающая мощность, отнесенная к 1 кг стали или к 1 м² площади зазора, q может определяться как полная мощность или как ее реактивная составляющая.

В табл. 8.16—8.18 приведены значения полной удельной намагничивающей мощности.

При расчете тока холостого хода для плоской шихтованной магнитной системы, собранной из пластин горячекатаной стали, не имеющей заметной анизотропии магнитных свойств, намагничивающая мощность для стержней и ярм, включая углы магнитной системы, определяется как произведение соответствующей удельной мощности $q_с$ или $q_я$, находимой для выбранной марки стали и индукции, на массу стали стержней или ярм данной магнитной системы.

Таблица 8.18. **Полная удельная намагничивающая мощность в стали q и в зоне шихтованного стыка $q_з$ для стали иностранного производства марок М6Х и М4Х толщиной 0,35 и 0,28 мм при различных индукциях и $f=50$ Гц**

B, Тл	q, В·А/кг		$q_з$, В·А/м^2		
	М6Х, 0,35 мм	М4Х, 0,28 мм	Одна пластина	Две пластины	
			М6Х, М4Х	М6Х	М4Х
0,40	0,126	0,091	80	80	80
0,80	0,390	0,297	280	280	280
1,00	0,585	0,432	900	1000	1100
1,10	0,670	0,507	1900	2200	2500
1,20	0,790	0,597	3700	4000	4400
1,30	0,935	0,716	6000	7400	8400
1,40	1,120	0,872	9200	11 400	13 400
1,50	1,380	1,075	13 800	16 600	20 000
1,55	1,575	1,250	16 200	20 000	24 000
1,60	1,850	1,560	19 200	23 500	30 000
1,65	2,340	2,080	22 400	27 500	36 000
1,70	3,530	3,073	26 200	33 000	44 000
1,75	6,350	5,423	32 000	39 000	54 000
1,80	11,500	10,130	37 000	48 000	64 000
1,90	55,200	47,850	55 000	68 000	86 000
1,95	89,000	82,900	65 000	80 000	100 000
2,00	250,000	215,000	75 000	94 000	115 000

Полная намагничивающая мощность трансформатора, В·А, для магнитной системы из горячекатаной стали может быть выражена следующей формулой:

$$Q_х = Q_{х,с} + Q_{х,я} + Q_{х,з} = q_с G_с + q_я G_я + \Sigma n_з q_з П_з, \quad (8.42)$$

где $q_с$ и $q_я$ — удельные намагничивающие мощности для стержня и ярма, определяемые по табл. 8.16 для горячекатаной стали в зависимости от соответствующих индукций, В·А/кг; $G_с$ и $G_я$ — массы стали в стержнях и ярмах, кг; $n_з$ — число немагнитных зазоров (стыков) в магнитной системе; $q_з$ — удельная намагничивающая мощность, В·А/м^2, для немагнитных зазоров, определяемая для индукции в стержне или ярме по табл. 8.16; $П_з$ — площадь зазора, т. е. активное сечение стержня или ярма, м^2.

При расчете тока холостого хода для плоской стержневой шихтованной магнитной системы, собранной из пластин холоднокатаной анизотропной стали, так же как и при расчете потерь холостого хода, приходится считаться с факторами конструктивными — форма стыков стержней и ярм,

форма сечения ярма, способ прессовки стержней и ярм — и технологическими — резка рулонов стали на пластины, удаление заусенцев, отжиг пластин, покрытие их лаком, прессовка магнитной системы при сборке и перешихтовка верхнего ярма при установке обмоток.

От воздействия этих факторов реактивная составляющая тока холостого хода увеличивается при несовпадении направлений линий магнитной индукции и прокатки стали, а также в результате механических воздействий при заготовке пластин и сборке остова. Отжиг пластин ведет к уменьшению реактивной составляющей тока холостого хода. На токе холостого хода влияние этих факторов сказывается более резко, чем на потерях.

Для плоской трехфазной шихтованной магнитной системы современной трехстержневой конструкции с взаимным расположением стержней и ярм по рис. 2.5, *д*, собранной из пластин холоднокатаной анизотропной стали, с прессовкой стержней расклиниванием с внутренней обмоткой или бандажами, а ярм — ярмовыми балками с полубандажами, не имеющей сквозных шпилек в стержнях и ярмах, полная намагничивающая мощность может быть рассчитана по формуле

$$Q_х = \left[k_{т,р} k_{т,з} \left(q_с G_с + q_я G'_я - 4q_я G_у + \frac{q_с + q_я}{2} k_{т,у} k_{т,пл} G_у\right) + \right.$$
$$\left. + \Sigma q_з n_з П_з\right] k_{т,я} k_{т,п} k_{т,ш}, \qquad (8.43)$$

где $G_с$, $G'_я$ и $G_у$ — массы стали стержней и отдельных частей ярм, определяемые так же, как и при расчете потерь холостого хода, кг; $q_с$ и $q_я$ — удельные намагничивающие мощности для стали стержней и ярм по табл. 8.17 и 8.18, В·А/кг; $q_з$ — удельная намагничивающая мощность для зазоров, определяемая по табл. 8.17 и 8.18 по индукциям для прямых и косых стыков аналогично $p_з$ при расчете потерь холостого хода, В·А/м^2; $П_з$ — площадь зазора, определяемая так же, как и при расчете потерь холостого хода, м^2; $k_{т,р}$ — коэффициент, учитывающий влияние резки полосы рулона на пластины; для отожженной стали марок 3404 и 3405 $k_{т,р}=1{,}18$, для неотожженной 1,49; для стали марок М4Х и М6Х — соответственно 1,11 и 1,225; $k_{т,з}$ — коэффициент, учитывающий влияние срезания заусенцев; для отожженных пластин $k_{т,з}=1{,}0$ и для неотожженных 1,01. Если заусенцы не сняты, то соответственно 1,02 и 1,05; $k_{т,пл}$ — коэффициент, учитывающий ширину пластин в углах

магнитной системы по табл. 8.21; $k_{т,я}$ — коэффициент, учитывающий форму сечения ярма, $k_{т,я}=1,0$ для ярма многоступенчатого сечения. При соотношении числа ступеней стержня и ярма, равном трем, $k_{т,я}=1,04$; при соотношении, равном шести, $k_{т,я}=1,06$; для ярма прямоугольного сечения $k_{т,я}=1,07$; $k_{т,п}$ — коэффициент, учитывающий прессовку магнитной системы по табл. 8.12; $k_{т,ш}$ — коэффициент, учитывающий перешихтовку верхнего ярма, равный 1,01 при мощности трансформатора до 250 кВ·А; 1,02 при мощностях 400—630 кВ·А; 1,04—1,08 при мощностях 1000—6300 кВ·А и 1,09 при мощностях 10 000 кВ·А и более.

Шихтовка магнитной системы в одну или в две пластины в слое учитывается в удельном значении $q_з$ по табл. 8.17 и 8.18. Покрытие пластин изоляционной лаковой пленкой при воздушном охлаждении пластин увеличивает значение q в отношении 1,04 и при водяном охлаждении — в отношении 1,18.

Выражение $k_{т,у}=4k_{т,у,кр}+2\cdot 1,25\,k_{т,у,ср}$ зависит от формы стыков в крайних $k_{т,у,кр}$ и средних $k_{т,у,ср}$ стержнях магнитной системы. Соответствующие коэффициенты для косых $k'_{т,у}$ и прямых $k''_{т,у}$ стыков пластин для различных ма-

Таблица 8.19. Значения коэффициента $k_{т,у}$, учитывающие увеличение намагничивающей мощности в углах магнитной системы для стали различных марок при косом и прямом стыках для диапазона индукции 0,20—1,90 Тл при $f=50$ Гц

B, Тл	Косой стык, $k'_{т,у}$			Прямой стык, $k''_{т,у}$		
	3404 и 3405, 0,35 и 0,30 мм	М6Х, 0,35 мм	М4Х, 0,28 мм	3404 и 3405, 0,35 и 0,30 мм	М6Х, 0,35 мм	М4Х, 0,28 мм
0,20	1,3	1,3	1,3	1,8	1,8	1,8
0,60	1,4	1,4	1,4	2,2	2,2	2,2
0,80	1,7	1,7	1,7	2,9	3,0	2,9
1,00	2,2	2,3	2,2	4,5	4,7	4,0
1,20	2,9	3,2	2,8	6,8	7,2	6,0
1,40	4,0	4,4	3,4	9,0	10,4	7,4
1,50	4,3	4,7	3,6	9,8	11,6	8,0
1,60	4,3	5,0	3,5	10,1	12,5	8,1
1,70	4,0	4,7	3,4	9,8	11,6	7,4
1,80	3,4	4,0	2,7	8,0	9,8	6,2
1,90	1,3	1,3	1,3	2,2	2,4	2,0

Примечание. Для стали марок 3412 или 3413 толщиной 0,35 мм при всех значениях индукции значения $k'_{т,у}$ (косой стык), полученные из таблицы для стали 3404, умножить на 0,65 или 0,80 и значения $k''_{т,у}$ (прямой стык) — на 0,56 или 0,78 соответственно.

рок стали и разных значений индукции от 0,2 до 1,9 Тл приведены в табл. 8.19. В табл. 8.20 для стали марок 3404 и 3405 приведены значения $k_{т,у}$, рассчитанные для зоны индукции от 1,4 до 1,9 Тл.

Таблица 8.20. Значения коэффициента $k_{т,у}$ для различного числа углов с косыми и прямыми стыками пластин плоской шихтованной магнитной системы для стали марок 3404 и 3405 толщиной 0,35 и 0,30 мм при $f=50$ Гц

Число углов со стыками		Индукция B, Тл				
косыми	прямыми	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
	Трехфазная магнитная система (три стержня)					
6	—	26,0	27,95	27,95	26,0	22,10
5*	1*	32,25	34,83	35,20	33,25	27,85
4	2	38,5	41,7	42,45	40,5	33,66
—	6	58,5	64,7	65,6	64,7	52,0
	Однофазная магнитная система (два стержня)					
4	—	16,0	17,2	17,2	16,0	13,6
—	4	36,0	39,2	40,4	39,2	32,0

* План шихтовки по рис. 2.17, *в*.

Для однофазного трансформатора со стержневой магнитной системой по рис. 2.5, *а* формула превращается в формулу (8.43а)

$$Q_x = [k_{т,р}\, k_{т,з}\, (q_с G_с + q_я G_я - 2q_я G_у + \frac{q_с + q_я}{2} k_{т,у}\, k_{т,пл}\, G_у) + 4q_з П_з]\, k_{т,я}\, k_{т,п}\, k_{т,ш}, \quad (8.43а)$$

где $k_{т,у}=4k_{т,у,кр}$ для стали марок 3404 и 3405 может быть принят по табл. 8.20.

Для использования в предварительном расчете по методу гл. 3 формула (8.43) может быть преобразована к виду

$$Q_x = k'_{д.т}\, k''_{т,д}\, q_с (G_с + 0{,}5k_{т,у}\, k_{т,пл}\, G_у) + k'_{т.д}\, k''_{т,д}\, q_я (G_я - 6G_у + 0{,}5k_{т,у}\, k_{т,пл}\, G_у) + k''_{т,д} \Sigma q_з n_з П_з; \quad (8.44)$$

$$k'_{т,д} = k_{т,р}\, k_{т,з}; \quad k''_{т,д} = k_{т,я}\, k_{т,п}\, k_{т,ш}.$$

Для плоской трехфазной шихтованной магнитной системы с многоступенчатой формой сечения ярма с отжигом пластин, нарезанных из стали марок 3404 и 3405, коэффициент $k'_{т.д}$ =1,20, без отжига пластин 1,55; для стали марок М4Х и М6Х — соответственно 1,13 и 1,36.

Коэффициент $k''_{т,д}$ при отжиге пластин и без отжига для трансформаторов мощностью до 250 кВ·А равен 1,06, от 400 до 630 кВ·А — 1,06; от 1000 до 6300 кВ·А — 1,07; 10 000 и более — 1,15. Для тех же мощностей $k_{т,пл}$ принимается по табл. 8.21. При прямоугольной форме сечения ярма коэффициент $k''_{т.д}$ умножить на 1,07.

Таблица 821. **Значения коэффициента $k_{т,пл}$, учитывающего увеличение намагничивающей мощности в углах магнитной системы в зависимости от ширины пластины второго пакета a_2 для холоднокатаной стали**

B, Тл	Ширина пластины второго пакета a_2, м							
	0,05	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70
0,8—1,00	1,30	1,25	1,20	1,17	1,15	1,14	1,13	1,12
1,10 и 1,90	1,40	1,27	1,21	1,18	1,16	1,15	1,14	1,13
1,20 и 1,80	1,50	1,30	1,22	1,19	1,17	1,16	1,15	1,14
1,30 и 1,70	1,70	1,38	1,25	1,21	1,18	1,17	1,16	1,15
1,40 и 1,60	2,00	1,50	1,35	1,25	1,20	1,19	1,18	1,16
1,50	3,00	2,00	1,50	1,35	1,30	1,25	1,20	1,18

Удельная намагничивающая мощность $q_з$ определяется по индукции стержня $B_с$ для прямых стыков и по индукции $B_с/\sqrt{2}$ для косых стыков. Сечение зазора $П_з=П_с$ для прямых стыков и $П_з=П_с\sqrt{2}$ для косых стыков; $n_з$ — число немагнитных зазоров с данной формой стыка.

В плоских стыковых магнитных системах из холоднокатаной стали расчет намагничивающей мощности можно вести по (8.43) с заменой последнего слагаемого в квадратных скобках на

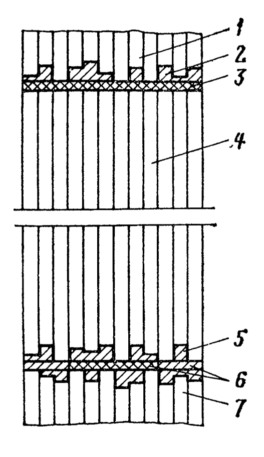
$$Q_з = \frac{n_з \cdot 0,8 B_з \delta_з u_в}{\sqrt{2}} 10^6, \qquad (8.45)$$

где $\delta_з$ — немагнитный зазор, $\delta_з=\delta_п+0,0005$ м; $\delta_п$ — толщина прокладки в стыке, м; $u_в$ — напряжение одного витка обмотки, В.

В стыковой пространственной магнитной системе по рис. 2.6, *а* и 8.10 большую часть — от 80 до 88 % намагничиваю-

Рис. 8.13. Схема стыков в пространственной магнитной системе:

1 — верхнее ярмо; *2* — верхний немагнитный зазор; *3* — немагнитная прокладка; *4* — стержень; *5* — нижний зазор, заполненный магнитным клеем; *6* — крестообразная немагнитная прокладка; *7* — нижнее ярмо



щей мощности для всей системы определяют немагнитные зазоры в стыках между стержнями и ярмами.

Намагничивающая мощность для зазора существенно зависит от действительного размера зазора, определяемого конструкцией стержней и ярм и технологией их сборки. На рис. 8.13 показана возможная схема организации стыков стержня с нижним и верхним ярмами. Одна из торцовых поверхностей стержня, в данном случае верхняя, при сборке на магнитной плите не имеет гребенчатой формы и может считаться плоской. Вторая торцовая поверхность стержня имеет вид гребенки с высотой выступов, определяемой допуском по длине пластин стержня при резке. Навитые ярма имеют гребенчатые стыковые поверхности. В верхнем и нижнем стыках проложены немагнитные прокладки толщиной 0,1—0,2 мм. Нижний стык стержня и ярма скреплен магнитным клеем с $\mu=2$.

При такой схеме и размерах намагничивающая мощность для всей магнитной системы может быть рассчитана по формуле

$$Q_х = q_с G_с + q_я G_я + \left(k''_{т,у} q_у - q_я\right) 6G_у + 7{,}5\delta \Pi_с B_с^2 \cdot 10^8, \quad (8.46)$$

где $G_с$, $G_я$ и $G_у$ — массы стали стержней, ярм и угла, определяемые так же, как при расчете потерь холостого хода, кг; $q_с$, $q_я$ — удельные намагничивающие мощности, В·А/кг, определяемые по индукциям в стержне $B_с$ ($q_с$) и ярме $B_я$ ($q_я$) по табл. 8.16—8.18; $q_у$ — то же для углов при $B_у$ по (8.36) по табл. 8.16—8.18; δ — расчетный немагнитный зазор, который для стыков по рис. 8.13 можно принять $\delta=0{,}000175$ м для трансформаторов 25—100 кВ·А и $\delta=0{,}000225$ для трансформаторов 160—630 кВ·А, $k''_{т,у}$ — коэффициент по табл. 8.19; $\Pi_с$ — сечение стержня, м^2.

Формула (8.46) без дальнейших преобразований может быть использована при предварительном расчете по методу гл. 3.

Для навитой трехфазной пространственной магнитной системы по рис. 2.6, *б,* так же, как и при расчете потерь холостого хода, для определения полной намагничивающей мощности можно принять

$$Q_x = k_{т,т} k_{т,и} q_с G_{ст}, \quad (8.47)$$

где коэффициент $k_{т,т} = 1{,}15$ учитывает ухудшение магнитных свойств стали в результате технологических воздействий на стальную ленту в процессе изготовления магнитной системы и несовершенство отжига; коэффициент $k_{т,и} = 1{,}50$ учитывает искажение формы кривой магнитной индукции в магнитной системе; $q_с$ — по табл. 8.16—8.18, В·А/кг; $G_{ст}$ — полная масса стали магнитной системы.

Полный фазный ток холостого хода для трех рассмотренных конструкций магнитной системы, А,

$$I_x = Q_x/(mU_ф). \quad (8.48)$$

Относительное значение тока холостого хода в процентах номинального тока

$$i_0 = Q_x/(10S). \quad (8.48а)$$

Активная составляющая тока холостого хода, фазное значение, А,

$$I_{x,a} = P_x/(mU_ф) \quad (8.49)$$

и в процентах номинального тока

$$i_{0a} = P_x/(10S). \quad (8.49а)$$

Реактивная составляющая — соответственно

$$I_{x,p} = \sqrt{I_x^2 - I_{x,a}^2}; \quad (8.50)$$

$$i_{0p} = \sqrt{i_0^2 - i_{0a}^2}. \quad (8.50а)$$

Полученное значение тока холостого хода должно быть сверено с предельно допустимым значением по ГОСТ, техническим условиям или заданию на расчет трансформатора. Отклонение расчетного значения тока холостого хода от заданного гарантийного не следует допускать более чем на половину допуска, разрешенного ГОСТ (по ГОСТ 11677-85 разрешенный допуск +30 %).

При расчете тока холостого хода по намагничивающей мощности определяется среднее значение тока холостого хода для всех стержней трансформатора. В симметричных магнитных системах, например однофазных, или пространственных по рис. 2.6, *а* и *б* это среднее значение будет совпа-

дать с действительным значением тока холостого хода для каждого стержня.

В несимметричной магнитной системе по рис. 2.5, *д* ток холостого хода в обмотке среднего стержня меньше, чем в обмотках крайних стержней. Током холостого хода трансформатора в этом случае считается серднее значение токов трех фаз.

8.4. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА. РАСЧЕТ МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ ТРАНСФОРМАТОРА

Трансформатор типа ТМ-1600/35 Вариант $I_М$ — медные обмотки

Определение размеров магнитной системы и массы стали по § 8.1. Принята конструкция трехфазной плоской шихтованной магнитной системы, собираемой из пластин холоднокатаной текстурованной стали марки 3404, 0,35 мм по рис. 8.14. Стержни магнитной системы скреп-

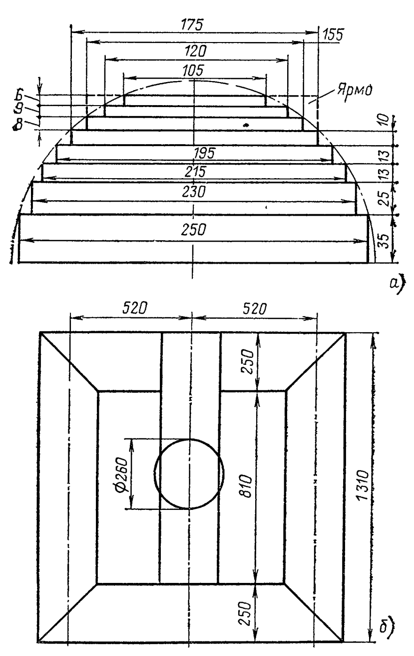


Рис. 8.14. Трансформатор типа ТМ-1600/35, вариант $I_М$ — медные обмотки:

а — сечение стержня и ярма; *б* — основные размеры магнитной системы

ляются бандажами из стеклоленты, ярма прессуются ярмовыми балками. Размеры пакетов выбраны по табл. 8.3 для стержня диаметром 0,260 м без прессующей пластины. Число ступеней в сечении стержня 8, в сечении ярма 6.

Размеры пакетов в сечении стержня и ярма по табл. 8.3

№ пакета	Стержень, мм	Ярмо (в половине поперечного сечения), мм
1	250×35	250×35
2	230×25	230×25
3	215×13	215×13
4	195×13	195×13
5	175×10	175×10
6	155×8	155×23
7	120×9	—
8	105×6	—

Общая толщина пакетов стержня (ширина ярма) 0,238 м. Площадь ступенчатой фигуры сечения стержня по табл. 8.7 $П_{ф,с}=$ $=490{,}6$ см$^2=0{,}04906$ м^2; ярма — $П_{ф,я}=507{,}1$ см$^2=0{,}05071$ м^2. Объем угла магнитной системы

$$V_у = 10\,746 \text{ см}^3 = 0,10746 \text{ м}^3.$$

Активное сечение стержня

$$П_с = k_з\, П_{ф,с} = 0,97\cdot 0,04906 = 0,04759 \text{ м}^2;$$

активное сечение ярма

$$П_я = k_з\, П_{ф,я} = 0,97\cdot 0,05071 = 0,04918 \text{ м}^2.$$

Объем стали угла магнитной системы

$$V_{у,ст} = 0,97\cdot 0,010746 = 0,010424 \text{ м}^3.$$

Длина стержня

$$l_с = 0,660 + 2\cdot 0,075 = 0,810 \text{ м}.$$

Расстояние между осями стержней

$$C = D_2'' + a_{22} = 0,488 + 0,032 = 0,520 \text{ м}.$$

Массы стали в стержнях и ярмах магнитной системы рассчитываем по (8.6), (8.8) — (8.13).

Масса стали угла магнитной системы

$$G_у = 0,010424\cdot 7650 = 79,7 \text{ кг}.$$

Масса стали ярм

$$G_я = G_я' + G_я'' = 2П_я\cdot 2C\gamma_{ст} + 2G_у = 2\cdot 0,4918\cdot 2\cdot 0,52\cdot 7650 + $$
$$+ 2\cdot 79,7 = 784,09 + 159,4 = 943,5 \text{ кг}.$$

Масса стали стержней

$$G_с = G'_с + G''_с = 884,7 + 34 = 918,7 \text{ кг},$$

где $G'_с = 3 l_с П_с \gamma_{ст} = 3 \cdot 0,810 \cdot 0,04759 \cdot 7650 = 884,7$ кг; $G''_с$ по (8.13)

$$G''_с = 3 \left(П_с a_{1я} \gamma_{ст} - G_у\right) = 3 (0,04759 \cdot 0,25 \cdot 7650 - 79,7) = 34 \text{ кг}.$$

Общая масса стали

$$G_{ст} = 943,5 + 918,7 = 1862,2 \text{ кг}.$$

Расчет потерь холостого хода по § 8.2. Индукция в стержне

$$B_с = \frac{16,63}{4,44 \cdot 50 \cdot 0,04759} = 1,588 \text{ Тл}.$$

Индукция в ярме

$$B_я = \frac{16,63}{4,44 \cdot 50 \cdot 0,04918} = 1,537 \text{ Тл}.$$

Индукция на косом стыке

$$B_{кос} = 1,588/\sqrt{2} = 1,123 \text{ Тл}.$$

Площади сечения немагнитных зазоров на прямом стыке среднего стержня равны соответственно активным сечениям стержня и ярма. Площадь сечения стержня на косом стыке

$$П_{кос} = \sqrt{2} \cdot 0,04759 = 0,0673 \text{ м}^2.$$

Удельные потери для стали стержней, ярм и стыков по табл. 8.10 для стали марки 3404 толщиной 0,35 мм при шихтовке в две пластины:

при $B_с = 1,588$ Тл $p_с = 1,269$ Вт/кг; $p_з = 974$ Вт/м²;

при $B_н = 1,537$ Тл $p_я = 1,163$ Вт/кг; $p_з = 900$ Вт/м²;

при $B_{кос} = 1,123$ Тл $p_{кос} = 445$ Вт/м².

Для плоской магнитной системы с косыми стыками на крайних стержнях и прямыми стыками на среднем стержне, с многоступенчатым ярмом, без отверстий для шпилек, с отжигом пластин после резки стали и удаления заусенцев для определения потерь применим выражение (8.32).

На основании § 8.2 и табл. 8.12 принимаем $k_{п,р} = 1,05$; $k_{п,з} = 1,00$; $k_{п,я} = 1,00$; $k_{п,п} = 1,03$; $k_{п,ш} = 1,05$.

По табл. 8.13 находим коэффициент $k_{п,у} = 10,18$. Тогда потери холостого хода

$$P_х = \left[k_{п,р} k_{п,з} \left(p_с G_с + p_я G'_я - 4 p_я G_у + \frac{p_с + p_я}{2} k_{п,у} G_у\right) + \right.$$

$$\left. + \Sigma p_з n_з П_з\right] k_{п,я} k_{п,п} k_{п,ш};$$

$$P_х = [1,05 \cdot 1,00 (1,269 \cdot 918,7 + 1,163 \cdot 784,1 - 4 \cdot 1,163 \cdot 79,7 +$$

$$+\frac{1,269+1,163}{2}\,10,18\cdot 79,7)+4\cdot 0,0673\cdot 445+1\cdot 0,0476\cdot 974+$$

$$+2\cdot 0,0492\cdot 900]\cdot 1,00\cdot 1,03\cdot 1,05=3402 \text{ Вт, или } 3402/3100\cdot 100=$$

$$=109,7\ \% \text{ заданного значения.}$$

Расчет тока холостого хода по § 8.3. По табл. 8.17 находим удельные намагничивающие мощности:

при $B_с=1,588$ Тл $q_с=1,715$ В·А/кг; $q_{с,з}=18\,480$ В·А/м²;

при $B_я=1,537$ Тл $q_я=1,474$ В·А/кг; $q_{я,з}=15\,580$ В·А/м²;

при $B_{кос}=1,123$ Тл $q_{кос}=2620$ В·А/м².

Для принятой конструкции магнитной системы и технологии ее изготовления используем (8.43), в котором по § 8.3 и табл. 8.12 и 8.21 принимаем коэффициенты: $k_{т,р}=1,18$; $k_{т,з}=1,00$; $k_{т,пл}=1,32$; $k_{т,я}=1,00$; $k_{т,п}=1,05$; $k_{т,ш}=1,05$.

По табл. 8.20 находим коэффициент $k_{т,у}=42,40$, тогда намагничивающая мощность холостого хода

$$Q_х=\Big[k_{т,р}\,k_{т,з}\Big(q_с\,G_с+q_я\,G'_я-4q_я\,G_у+\frac{q_с+q_я}{2}\,k_{т,у}\,k_{т,пл}\,G_у\Big)+$$

$$+4q_{кос}\,П_{з,кос}+1q_{с,з}\,П_с+2q_{я,з}\,П_я\Big]\,k_{т,я}\,k_{т,п}\,k_{т,ш};$$

$$Q_х=[1,18\cdot 1,00\,(1,715\cdot 918,7+1,474\cdot 784,1-4\cdot 1,474\cdot 79,7+$$

$$+\frac{1,715+1,474}{2}\,42,40\cdot 1,32\cdot 79,7)+4\cdot 2620\cdot 0,0673+1,0\times$$

$$\times 18\,480\cdot 0,0476+2\cdot 0,0492\cdot 15\,580]\cdot 1,00\cdot 1,05\cdot 1,05=15\,541 \text{ В·А.}$$

Ток холостого хода

$i_0=Q_х/(10\,S)=15\,541/10\cdot 1600=0,971$ %, или $0,971\cdot 100/1,3=74,7$ % заданного значения.

Активная составляющая тока холостого хода

$$i_{0a}=P_х/(10S)=3402/10\cdot 1600=0,213\ \%.$$

Реактивная составляющая тока холостого хода

$$i_{0р}=\sqrt{i_0^2-i_{0a}^2}=\sqrt{0,971^2-0,213^2}=0,947\ \%.$$

Трансформатор типа ТМ-1600/35. Вариант II$_А$ — алюминиевые обмотки

Определение размеров магнитной системы и массы стали по § 8.1. Принята конструкция трехфазной плоской шихтованной магнитной системы, собираемой из пластин холоднокатаной текстурованной стали марки 3404, 0,35 мм по рис. 8.15. Стержни магнитной системы скрепляются бандажами из стеклоленты, ярма прессуются ярмовыми балками. Размеры пакетов выбраны по табл. 8.3 для стержня диаметром

0,250 м без прессующей пластины. Число ступеней в сечении стержня 8, в сечении ярма 6.

Размеры пакетов в сечении стержня и ярма по табл. 8.3

№ пакета	Стержень, мм	Ярмо (в половине поперечного сечения), мм
1	240×35	240×35
2	220×24	220×24
3	200×16	200×16
4	180×12	180×12
5	155×11	155×11
6	140×6	140×17
7	120×6	—
8	100×5	—

Общая толщина пакетов стержня (ширина ярма) — 0,230 м.
Площадь ступенчатой фигуры сечения стержня по табл. 8.7,

$$П_{ф,с} = 456{,}2 \text{ см}^2 = 0{,}04562 \text{ м}^2,$$

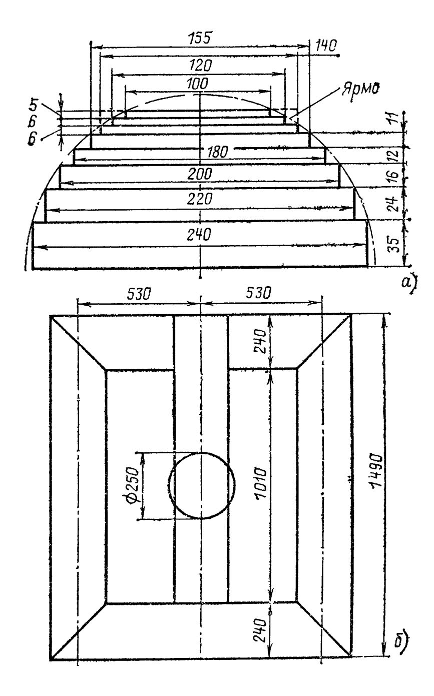


Рис. 8.15. Трансформатор типа ТМ-1600/35, вариант II_A — алюминиевые обмотки:

а — сечения стержня и ярма; *б* — основные размеры магнитной системы

ярма

$$П_{ф,я} = 462,6 \text{ см}^2 = 0,04626 \text{ м}^2.$$

Объем угла магнитной системы

$$V = 9532 \text{ см}^2 = 0,009532 \text{ м}^3.$$

Активное сечение стержня

$$П_с = 0,97 \cdot 0,4562 = 0,04425 \text{ м}^2;$$

активное сечение ярма

$$П_я = 0,97 \cdot 0,04626 = 0,04487 \text{ м}^2.$$

Объем стали угла магнитной системы

$$V = 0,97 \cdot 0,009532 = 0,009246 \text{ м}^3.$$

Длина стержня магнитной системы

$$l_с = 0,86 + 2 \cdot 0,075 = 1,01 \text{ м}.$$

Расстояние между осями стержней

$$C = 0,499 + 0,31 = 0,530 \text{ м}.$$

Массы стали в стержнях и ярмах магнитной системы рассчитываем по (8.6), (8.8) — (8.13).

Масса стали угла магнитной системы

$$G_у = 0,009246 \cdot 7650 = 70,73 \text{ кг}.$$

Масса стали ярм

$$G_я = G'_я + G''_я = 2П_я \cdot 2C\gamma_{ст} + 2G_у = 2 \cdot 0,04487 \cdot 2 \cdot 0,53 \cdot 7650 + 2 \cdot 70,73 = 727,7 + 141,5 = 869,2 \text{ кг}.$$

Масса стержней

$$G_с = G'_с + G''_с = 1025,7 + 31,5 = 1057,2 \text{ кг},$$

где $G'_с = 3 \cdot 1,01 \cdot 0,04425 \cdot 7650 = 1025,7$ кг; $G''_с$ по (8.13)

$$G''_с = 3\,(0,04425 \cdot 0,24 \cdot 7650 - 70,73) = 31,5 \text{ кг}.$$

Общая масса стали трансформатора

$$G_{ст} = G_с + G_я = 1057,2 + 869,2 = 1926,4 \text{ кг}.$$

Расчет потерь холостого хода по § 8.2. Индукция в стержне

$$B_с = \frac{15,35}{0,44 \cdot 50 \cdot 0,04425} = 1,563 \text{ Тл}.$$

Индукция в ярме

$$B_я = \frac{15,35}{4,44 \cdot 50 \cdot 0,04487} = 1,541 \text{ Тл};$$

индукция на косом стыке

$$B_{\text{кос}} = 1{,}563/\sqrt{2} = 1{,}105 \text{ Тл}.$$

Площади немагнитных зазоров на прямом стыке на среднем стержне равны соответственно активным сечениям стержня и ярма. Площадь зазора на косом стыке на крайних стержнях

$$\Pi_{\text{кос}} = \sqrt{2} \cdot 0{,}04425 = 0{,}0625 \text{ м}^2.$$

Удельные потери для стали стержней, ярм и для стыков находим по табл. 8.10 для стали марки 3404 толщиной 0,35 мм при шихтовке в две пластины:

при $B_с = 1{,}563$ Тл $p_с = 1{,}213$ Вт/кг, $p_з = 940$ Вт/м^2;

при $B_я = 1{,}541$ Тл $p_я = 1{,}169$ Вт/кг; $p_з = 908$ Вт/м^2;

при $B_{кос} = 1{,}105$ Тл $p_{кос} = 435$ Вт/м^2.

Для плоской магнитной системы с косыми стыками на крайних стержнях и прямыми стыками на среднем стержне, с многоступенчатым ярмом, без отверстий для шпилек, с отжигом пластин после резки стали и удаления заусенцев для определения потерь холостого хода применим выражение (8.32).

На основании § 8.2 и табл. 8.12 принимаем коэффициенты: $k_{п,р} = 1{,}05$; $k_{п,з} = 1{,}00$; $k_{п,я} = 1{,}00$; $k_{п,п} = 1{,}03$; $k_{п,ш} = 1{,}05$.

По табл. 8.13 находим коэффициент $k_{п,у} = 10{,}18$. Потери холостого хода

$$P_х = [1{,}05 \cdot 1{,}00\,(1{,}213 \cdot 1057{,}2 + 1{,}169 \cdot 727{,}7 - 4 \cdot 1{,}169 \cdot 70{,}73 + \frac{1{,}213 + 1{,}169}{2}\, 10{,}18 \cdot 70{,}73) + 4 \cdot 0{,}0625 \cdot 445 + 1 \cdot 0{,}04425 \cdot 940 + 2 \cdot 0{,}04487 \cdot 908] \cdot 1{,}00 \cdot 1{,}03 \cdot 1{,}05 = 3273 \text{ Вт},$$

что составляет $3273 \cdot 100/3100 = 105{,}6$ % заданного значения.

Расчет тока холостого хода по § 8.3. По табл. 8.17 находим намагничивающие мощности:

при $B_с = 1{,}563$ Тл $q_с = 1{,}590$ В·А/кг; $q_{с,з} = 20\,900$ В·А/м^2;

при $B_я = 1{,}541$ Тл $q_я = 1{,}500$ В·А/кг; $q_{я,з} = 19\,390$ В·А/м^2;

при $B_{кос} = 1{,}105$ Тл $q_{кос} = 2500$ В·А/м^2.

Для принятой конструкции магнитной системы и технологии ее изготовления используем (8.43), в котором по § 8.3 и табл. 8.12 и 8.21 принимаем коэффициенты:

$k_{тр} = 1{,}18$; $k_{т,з} = 1{,}00$; $k_{т,пл} = 1{,}32$; $k_{т,я} = 1{,}00$; $k_{т,п} = 1{,}05$; $k_{т,ш} = 1{,}05$.

По табл. 8.20 находим коэффициент $k_{т,у} = 42{,}40$, тогда намагничивающая мощность холостого хода

$$Q_х = [1{,}18 \cdot 1{,}00\,(1{,}590 \cdot 1057{,}2 + 1{,}500 \cdot 727{,}7 - 4 \cdot 1{,}500 \cdot 70{,}73 + \frac{1{,}590 + 1{,}500}{2}\, 42{,}40 \cdot 70{,}73 \cdot 1{,}32) + 4 \cdot 2500 \cdot 0{,}0625 + 1 \cdot 20\,900 \cdot 0{,}04425 + 2 \cdot 19\,390 \cdot 0{,}04487] \cdot 1{,}00 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}05 = 14\,722 \text{ В·А}.$$

Ток холостого хода

$$i_0 = 14\,722/(10 \cdot 1600) = 0{,}92\ \%,$$

или $0{,}920 \cdot 100/1{,}3 = 70{,}8\ \%$ заданного значения.

Активная составляющая тока холостого хода

$$i_{0а} = 3273/(10 \cdot 1600) = 0{,}20\ \%.$$

Реактивная составляющая тока холостого хода

$$i_{0р} = \sqrt{0{,}92^2 - 0{,}2^2} = 0{,}897\ \%.$$

Глава девятая

ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРА

9.1. ПРОЦЕСС ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ В ТРАНСФОРМАТОРЕ

Во время работы трансформатора в его активных материалах — металле обмоток и стали магнитной системы — возникают потери энергии, выделяющиеся в виде тепла. Вследствие выделения тепла обмотки и магнитная система трансформатора начинают нагреваться, постепенно повышая свою температуру. Вместе с ростом температуры возникает температурный перепад между обмоткой или магнитной системой и окружающей средой — трансформаторным маслом или воздухом и вследствие этого теплоотдача от активных материалов к окружающей среде. Таким образом, часть тепла, выделяющегося в активных материалах, идет на их нагревание и вторая часть отводится в окружающую среду. В масляных трансформаторах вслед за активными материалами нагреваются масло и металлический бак и устанавливается температурный перепад между внешней поверхностью бака и воздухом, окружающим трансформатор. По мере роста температуры накопление тепла постепенно уменьшается, а теплоотдача увеличивается, в конечном итоге при длительном сохранении режима нагрузки повышение температуры прекращается и все выделяющееся тепло отдается в окружающую среду.

При проектировании трансформаторов, предназначенных для длительной непрерывной нагрузки, а такими является подавляющее большинство силовых трансформаторов, тепловой расчет производится для установившегося теплового режима при номинальной нагрузке. Полученные при этом расчете значения превышения температуры над окружающей средой не должны быть больше предельных значений,

регламентированных ГОСТ. Естественно, что для всех переходных режимов при нагрузках, не больших номинальной, превышения температуры будут лежать ниже, чем при номинальной нагрузке.

Тепловой поток проходит сложный путь, который для масляного трансформатора может быть разбит на следующие участки: 1) от внутренних точек обмотки или магнитной системы до их наружных поверхностей, омываемых маслом; на этом участке теплопередача происходит путем теплопроводности; 2) переход тепла с наружной поверхности обмотки или магнитной системы в омывающее их масло; 3) перенос тепла маслом от обмоток и магнитной системы к внутренней поверхности стенок бака; на этом участке тепло передается путем конвекционного тока масла; излучением тепла в масле практически можно пренебречь; 4) переход тепла от масла к внутренней поверхности стенок бака; 5) переход тепла от наружной поверхности стенок бака в окружающий воздух; на этом участке теплоотдача происходит путем излучения и конвекции. Если для охлаждения трансформатора применяются водяные или воздушные теплообменники, то передача тепла в них к окружающей среде происходит только путем конвекции; излучением даже в воздушных теплообменниках можно пренебречь.

На каждом из участков, проходимых тепловым потоком, возникает температурный перепад или разность температур тем больше, чем больше тепловой поток. На участках, имеющих протяженность, например внутри обмотки, это разность температур начальной и конечной точек участка — наиболее нагретой внутренней точки обмотки и наружной поверхности обмотки. На участках, не имеющих протяженности, например на наружной поверхности обмотки, температурный перепад определяется разностью температур поверхности обмотки и омывающего ее масла. Изменение перепадов на различных участках с изменением потерь трансформатора определяется различными физическими законами.

Задача теплового расчета трансформатора заключается: 1) в определении перепадов температуры между обмотками и магнитной системой, с одной стороны, и маслом — с другой; 2) в подборе конструкции и размеров бака и системы охлаждения, обеспечивающих нормальную теплоотдачу всех потерь при температурах обмоток, магнитной системы и масла, не превышающих допустимые температуры; 3) в поверочном расчете превышений температуры обмоток, магнитной системы и масла над окружающим воздухом.

Для обоснования теплового расчета трансформатора с естественным масляным охлаждением необходимо более подробно рассмотреть путь теплового потока от обмотки до среды, охлаждающей трансформатор, т. е. до окружающего воздуха. На рис. 9.1, *а* показана часть осевого сечения обмотки, расположенной в масле. Для определения внутреннего перепада температуры в обмотке примем следующие условия: 1) в направлении вертикальной оси обмотка имеет значительный размер, обеспечивающий отсутствие теплоотдачи в этом направлении; 2) обмотка представляет собой однородное тело плоской формы с одинаковой теплопроводностью во всех точках поперечного сечения; 3) с двух сторон обмотка омывается трансформаторным маслом равной температуры; 4) потери в единице объема обмотки неизменны и равны p, Вт/м³.

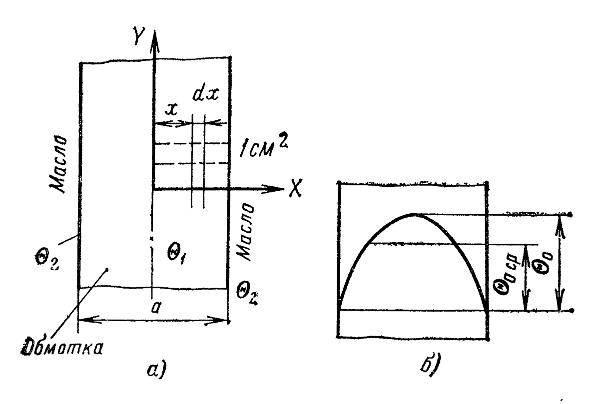


Рис. 9.1. Перепады температуры в обмотке:

а — определение внутреннего перепада температуры; *б* — распределение перепада температуры по сечению обмотки

При соблюдении этих условий наиболее нагретые точки будут располагаться по оси поперечного сечения обмотки (ось Y) и тепловой поток будет направлен от этой оси к правой и левой наружным поверхностям обмотки (в направлении оси X).

Рассмотрим трубку теплового потока сечением 1 мм² (рис. 9.1, *а*). Количество тепла, проходящего через элемент длины этой трубки,

$$P = px. \qquad (9.1)$$

Перепад температуры на элементе длины dx можно записать так:

$$d\vartheta = px\,dx/\lambda, \tag{9.2}$$

где λ — средняя теплопроводность обмотки.

Интегрируя это уравнение для участка пути теплового потока от $x=0$ до $x=a/2$, получаем

$$\Theta_1 - \Theta_2 = \frac{p}{\lambda}\int_0^{a/2} x dx \text{ и далее } \Theta_1 - \Theta_2 = pa^2/(8\lambda).$$

Обозначая внутренний перепад температуры в обмотке через $\theta_0=\theta_1-\theta_2$, получаем для этого перепада выражение

$$\Theta_0 = pa^2/(8\lambda). \tag{9.3}$$

В практике расчета обычно приходится определять не температуру наиболее нагретых точек, а среднюю температуру всей обмотки. Для квадратичной параболы среднее значение ординаты равно $^2/_3$ максимального значения и, следовательно, среднее значение внутреннего перепада (рис. 9.1, *б*)

$$\Theta_{\text{о,ср}} = \frac{2}{3}\Theta_0. \tag{9.4}$$

В реальной обмотке трансформатора условия, для которых были выведены формулы (9.3) и (9.4), как правило, не соблюдаются полностью. Так, например, для обмоток, соприкасающихся с одной стороны с узким масляным каналом, а с другой — со свободно притекающим маслом (наружная обмотка стержня), наиболее нагретая зона сдвигается от середины сечения обмотки в сторону узкого канала. Температура масла, омывающего все обмотки, не постоянна и повышается при движении вверх в каналах обмотки, что приводит к неравному распределению температуры в осевом направлении обмотки. Экспериментальное исследование этого вопроса показывает, что формулы для практического расчета среднего перепада температуры в обмотках могут базироваться на выведенных соотношениях (9.3) и (9.4).

Зависимость между перепадом температуры на поверхности, т. е. разностью температур поверхности обмотки и омывающего ее масла, и потерями энергии, возникающими в обмотке, определяется экспериментально и приближенно имеет вид

$$\Theta_{\text{о,м}} = kq^n, \tag{9.5}$$

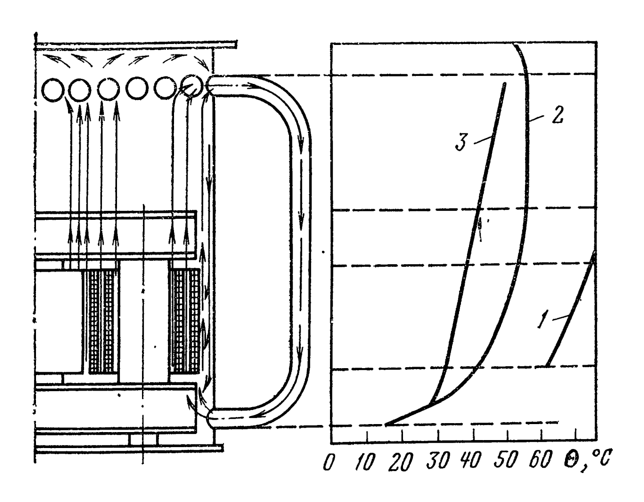


Рис. 9.2. Распределение превышений температуры над воздухом и направление конвекционных токов масла в трансформаторе с трубчатым баком:

1 — обмотка; *2* — масло в баке; *3* — стенка трубы

где $\Theta_{о,м}$ — разность температур поверхности обмотки и масла; k — постоянный коэффициент; q — плотность теплового потока на поверхности обмотки; $n=0{,}5\div0{,}7$ — определяемый экспериментально показатель степени.

Значения k и n в (9.5) зависят от расположения охлаждаемых маслом поверхностей обмотки, размеров масляных каналов и вязкости масла. В практике теплового расчета применяют формулы, выведенные и проверенные экспериментально, для некоторых типичных случаев расположения и размеров масляных каналов при средней эксплуатационной температуре масла 60—70 °C и стандартной его вязкости.

Масло, нагретое у поверхности обмоток трансформатора, поднимается в верхнюю часть его бака, соприкасаясь со стенками бака и, отдавая им часть своего тепла, вновь опускается вниз. При наличии на стенках бака волн, труб или специально пристроенных радиаторов (охладителей) часть масла опускается вниз, омывая их внутреннюю поверхность. Охлажденное масло вновь подходит к обмоткам, и конвекционный ток масла внутри бака оказывается замкнутым. Направление конвекционного тока внутри трубчатого бака трансформатора показано на рис. 9.2.

Переход тепла от масла, омывающего изнутри стенку бака (трубы, радиатора), к самой стенке происходит при наличии определенной разности температур между маслом и стенкой. Этот перепад определяется принципиально теми же законами, что и перепад на поверхности обмотки, и может быть в зависимости от плотности теплового потока на поверхности стенки выражен в общем виде (9.5). Температурный перепад на толщине стенки бака или трубы составляет не более 1 °С, и в расчете им обычно пренебрегают.

Теплоотдача путем излучения с поверхности стенки бака достаточно точно может быть выражена зависимостью

$$q_и = k \sqrt[4]{\Theta_{б,в}}, \tag{9.6}$$

где $q_и$ — теплоотдача в воздухе путем излучения с единицы поверхности, Вт/(м^2·°С); $\Theta_{б,в}$ — разность температур стенки бака и воздуха, °С.

Для обычного диапазона разности температур поверхности стенки бака и воздуха $\Theta_{б,в}=20 \div 70$ °С

$$q_и = 2{,}8 \sqrt[4]{\Theta_{б,в}}. \tag{9.7}$$

Вследствие прямолинейного распространения энергии излучения только с гладкой поверхности можно получить полное излучение, определяемое по (9.6). Излучение с поверхности другой формы, например выгнутой в виде волн, снабженной трубами и т. д., определяется не всей поверхностью, а ее внешним периметром (рис. 9.3). Теплоотдача путем излучения играет существенную роль для гладких баков или баков со слабо разветвленной поверхностью, где она достигает 50 % общей теплоотдачи бака. Для баков с широко разветвленной поверхностью, например с тремя-четырьмя рядами охлаждающих труб, или с радиаторами теплоотдача

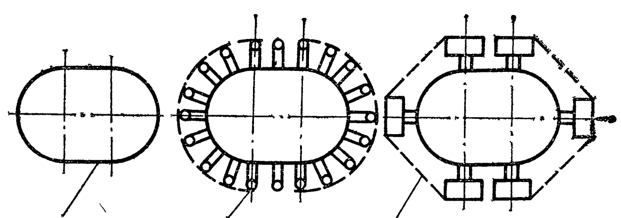


Рис. 9.3. Определение эквивалентной излучающей поверхности для гладкого и трубчатого баков и бака с радиаторами

излучением снижается до 10—20 % общей теплоотдачи бака. Теплоотдача в воздухе путем конвекции зависит от разности температур стенки бака и воздуха, высоты стенки, формы поверхности, барометрического давления и в общем виде может быть выражена формулой

$$q_к = kk_ф \sqrt[4]{\Theta_{б,в}}, \quad (9.8)$$

где $q_к$ — теплоотдача путем конвекции в воздухе с единицы поверхности, отнесенная к 1 °С, Вт/(м²·°С), при разности температур $\Theta_{б,в}$, °С.

Для баков трансформаторов высотой от 2 до 5 м при барометрическом давлении воздуха 0,1 МПа (760 мм рт. ст.) можно принять $k=2,5$. Коэффициент $k_ф$ учитывает форму поверхности и связанное с этим затруднение или облегчение движения воздуха. Определение значений $k_ф$ для поверхностей разной формы приведено в § 9.6.

В отличие от излучения теплоотдача конвекцией происходит со всей поверхности бака, и в расчет следует принимать полную поверхность гладкой части бака, труб, волн, радиаторов и т. д.

Из приведенного рассмотрения пути теплового потока в масляном трансформаторе следует, что температурное поле в обмотках, магнитной системе и масле трансформатора должно быть достаточно сложным. На рис. 9.2 показано примерное распределение температуры по высоте трансформатора для обмотки, масла и охлаждающих труб. В практике принято вести расчет по средним превышениям температуры обмотки над маслом, масла и стенки бака над воздухом с определением максимального превышения температуры масла над воздухом. Этот способ расчета дает вполне удовлетворительную для практики точность определения температур в трансформаторе и помимо простоты представляет и то практическое удобство, что его результаты всегда могут быть проверены экспериментально (§ 9.3).

При проведении теплового расчета по средней температуре обмоток необходимо гарантировать, чтобы их максимальная температура не достигла значения, грозящего быстрым разрушением изоляции трансформатора. Это достигается правильным выбором плотности тока в обмотках, рациональной разбивкой их на катушки, правильным размещением в них осевых и радиальных каналов и правильным выбором размеров охлаждающих каналов. Рекомендации по этим вопросам, данные в гл. 5, позволяют получать

такую обмотку, в которой максимальная температура превышает среднюю не более чем на 5—15 °С.

Трансформаторное масло в масляном силовом трансформаторе, являясь изолирующей средой, одновременно играет роль теплоносителя, т. е. вещества, отводящего путем конвекции тепло потерь от магнитной системы, обмоток и других частей, в которых возникают потери энергии, и передающего это тепло системе охлаждения. Эффективность отведения тепла существенно зависит от скорости движения масла в узких каналах внутри обмоток и магнитной системы, а также в более широких промежутках вне обмоток и магнитной системы.

В свою очередь скорость движения масла зависит, с одной стороны, от плотности теплового потока на охлаждаемых маслом поверхностях и размеров (ширины, длины) охлаждающих каналов, а с другой — от кинематической вязкости самого масла. Вследствие того, что вязкость масла существенно изменяется с его температурой, эффективность теплоотдачи от охлаждаемых поверхностей к маслу и от масла к элементам системы охлаждения также существенно зависит от температуры масла в трансформаторе.

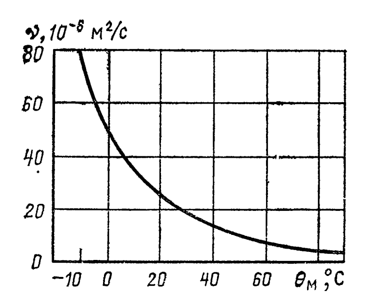
На рис. 9.4 приведен график изменения кинематической вязкости современного трансформаторного масла с изменением его температуры от —5 до +90 °С [16]. ГОСТ 982-80 допускает для трансформаторного масла марки ТК значения вязкости на 15 % более высокие, чем указанные на рис. 9.4.

Обычно масляные силовые трансформаторы рассчитываются так, чтобы превышения температуры обмоток, магнитной системы и масла над охлаждающей средой (воздухом, водой) не превосходили предельных значений, определенных нормативным документом (ГОСТ, ТУ). При этом температура охлаждающего воздуха может в зависимости от места установки и сезона изменяться от —45 до +40 °С и вместе с ней будет изменяться температура масла, а следовательно, и его вязкость и эффективность теплоотдачи, что приведет к изменению превышения температуры масла над температурой воздуха.

В [9] приведены результаты иследований влияния температуры охлаждающего воздуха на превышение температуры и температуру верхних слоев масла трансформаторов мощностью 180—320 кВ·А при температуре воздуха от —50 до 0 и от 0 до +40 °С, проведенных при постоянстве потерь трансформаторов. Результаты этих исследований приведены на рис. 9.5, где за 100 % приняты температура верхних сло-

ев масла $\Theta_{м,в,с}$ и превышение этой температуры $\Delta\Theta_{м,в,с}$ при температуре охлаждающего воздуха 20 °С.

Графики рис. 9.5 подтверждают существенную зависимость превышения температуры верхних слоев масла над температурой воздуха от температуры масла и, следовательно, от его вязкости. Изменение температуры возду-



Рс. 9.4. Изменение кинематической вязкости трансформаторного масла с изменением его температуры

Рис. 9.5. Изменение температуры верхних слоев масла трансформатора и ее превышения над температурой воздуха при изменении температуры охлаждающего воздуха

ха, как это известно из практики, непосредственно на условия теплоотдачи влияет мало. Средняя температура масла на всем диапазоне исследований изменялась от —5 до +76 °С, чему соответствует диапазон изменения кинематической вязкости масла по рис. 9.4 от $58 \cdot 10^{-6}$ до $5 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Для установления единого подхода к оценке нагрева масляного силового трансформатора его тепловой расчет производится для полных потерь холостого хода и короткого замыкания применительно к условиям охлаждения при температуре охлаждающего воздуха 20 °С. Тепловые испытания трансформаторов обычно производятся в закрытом помещении при температуре воздуха от 10 до 30 °С. При этом, как это следует из графика рис. 9.5, отклонение в измеренном превышении температуры верхних слоев масла ограничивается значением ±3 % и может быть учтено при оценке результатов испытания.

Большая часть масляных трансформаторов предназначается для наружной установки при сезонном изменении температуры охлаждающего воздуха от —45 до +40 °С.

Действительная температура верхних слоев масла и ее превышение над температурой охлаждающего воздуха при этом будут следовать принципиальным графикам рис. 9.5.

В сухих трансформаторах теплоотдача от внутренних частей (стержни, внутренние обмотки НН, обращенные внутрь поверхности обмоток ВН) происходит только конвекцией воздуха. С наружных поверхностей обмоток ВН и с открытых поверхностей ярм происходит теплоотдача конвекцией и излучением. Поскольку в сухих трансформаторах большая часть охлаждающей поверхности образуется во внутренних каналах обмоток, основная масса тепла отводится в них конвекцией. При этом приходится также считаться с возможностью перехода тепла с более нагретых внутренних поверхностей на менее нагретые излучением.

9.2. КРАТКИЙ ОБЗОР СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Как было показано, теплоотдача излучением и конвекцией с единицы внешней поверхности бака находится в зависимости от превышения температуры поверхности стенки бака $\Theta_{б,в}$ над окружающим воздухом. Поскольку предельные превышения температуры обмоток и масла над воздухом даны в ГОСТ независимо от мощности трансформатора, разность температур $\Theta_{б,в}$, а следовательно, и теплоотдача с единицы поверхности бака для трансформаторов разной мощности будут примерно равными. Для того чтобы с ростом мощности трансформатора сохранить удельную тепловую нагрузку поверхности q и разность $\Theta_{б,в}$ неизменными (см. § 3.4), приходится прибегать к искусственному увеличению внешней поверхности бака применением стенок, выгнутых в виде волн, установки охлаждающих труб или подвески к баку радиаторов. При очень больших мощностях и в некоторых особых случаях применяется форсированное охлаждение обдуванием охладителей бака вентиляторами, перекачкой масла трансформатора через специальные охладители и т. д.

В ГОСТ 11677-85 предусмотрены следующие виды охлаждения трансформаторов и условные обозначения.

Сухие трансформаторы

Естественное воздушное при открытом исполнении — С
Естественное воздушное при защищенном исполнении — СЗ
Естественное воздушное при герметичном исполнении — СГ
Воздушное с дутьем — СД

Масляные трансформаторы

Естественное масляное — М
Масляное с дутьем и естественной циркуляцией масла — Д
Масляное с дутьем и принудительной циркуляцией масла — ДЦ
Масляно-водяное с естественной циркуляцией масла — МВ
Масляно-водяное с принудительной циркуляцией масла — Ц

Трансформаторы с заполнением негорючим жидким диэлектриком

Естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком — Н
Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с дутьем — НД

Трансформаторы с естественным масляным охлаждением только при очень малой мощности, не превышающей 25 кВ·А, могут выпускаться в гладких баках без волн или труб.

Вместе с ростом мощности трансформатора возникает необходимость в развитии его системы охлаждения (см. § 3.4), основные элементы которой размещаются на баке трансформатора. Увеличение поверхности охлаждения может производиться различными путями. В трансформаторах мощностью до 630 кВ·А включительно возможно использование бака со стенками из тонколистовой стали толщиной 1,0—1,5 мм, имеющими форму волновой поверхности (см. рис. 9.14). У этих же трансформаторов увеличенная охлаждаемая поверхность может быть образована установкой стальных гнутых труб с толщиной стенки 1,0—1,5 мм. Стальные круглые трубы диаметром 30—60 мм или овальные располагаются вертикально параллельно стенке бака. Концы труб изгибаются и ввариваются в верхнюю и нижнюю части стенки. В случае необходимости вокруг бака располагаются два-три и, как правило, не более четырех рядов труб. Бак этого типа обеспечивает хорошую теплоотдачу, обладает высокой механической прочностью, прост в производстве. Трубчатый бак находит применение также и в трансформаторах мощностью 1000—1600 кВ·А.

В современных сериях трансформаторов мощностью от 63 до 630 и от 1000 до 6300 кВ·А находят широкое применение прямотрубные радиаторы различных размеров с различным числом труб (см. рис. 9.16). Эти радиаторы вследствие сопротивления, которое создают для вертикального движения воздуха верхний и нижний коллекторы, имеют несколько пониженную удельную теплоотдачу при заданном превышении температуры, однако имеют некоторое преимущество в организации технологии изготовления баков по сравнению с баками трубчатыми.

В трансформаторах мощностью 2500 кВ·А и выше применяются также и радиаторы с гнутыми трубами, не создающие препятствий

вертикальному движению воздуха с высокой удельной теплоотдачей, обладающие высокой прочностью и позволяющие устанавливать на них вентиляторы для форсирования движения охлаждающего воздуха.

Бак с радиаторами при естественном охлаждении может обеспечить нормальную теплоотдачу для трансформатора мощностью до 10 000—16 000 кВ·А. При бóльших мощностях периметр гладкого бака оказывается недостаточным для размещения необходимого числа радиаторов. В этом случае выходом из положения является переход от естественного к форсированному охлаждению, которое может осуществляться путем ускорения движения масла или воздуха. На рис. 9.6 показано форсированное охлаждение бака с радиаторами при по-

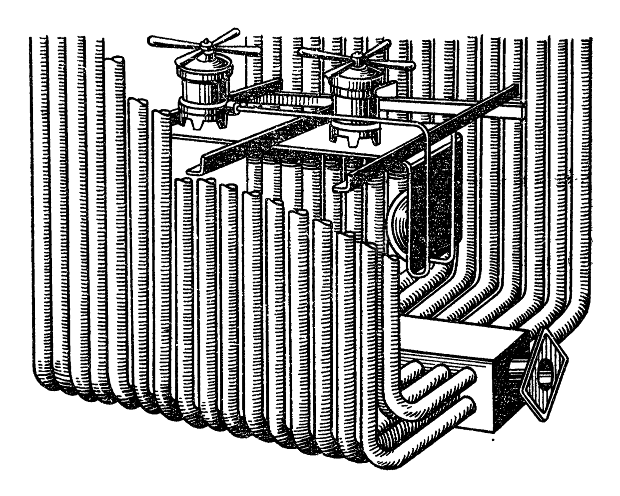


Рис. 9.6. Установка вентиляторов для обдувания радиатора

мощи обдувания небольшими вентиляторами, установленными на каждом радиаторе. При этом способе можно увеличить теплоотдачу бака на 50—60 % по сравнению с теплоотдачей при естественном охлаждении.

Другим способом форсирования охлаждения является усиленная циркуляция масла. Масло из бака трансформатора откачивается насосом, прогоняется через водяной или воздушный теплообменник и охлажденное вновь возвращается в бак трансформатора. Циркуляция охлаждающей среды в теплообменнике — воды или воздуха — также усиливается при помощи насосов или вентиляторов.

В последние годы для трансформаторов большой мощности все более широкое применение находит система циркуляционного воздуш-

ного охлаждения при помощи малогабаритных охладителей, собираемых из тонкостенных трубок, внутри которых протекает масло, и поперечных металлических пластин. В некоторых конструкциях поперечные пластины заменяются тонкими ребрами, напаянными или накатанными на поверхности трубок по винтовой линии.

Циркуляция масла усиливается насосами, встроенными вместе со своими двигателями в маслопровод, соединяющий бак трансформатора с охладителем. Для усиления циркуляции воздуха применяются специальные вентиляторы. Отдельные охладители подобного типа могут отводить до 100—150 кВт потерь при относительно малых массе и габаритах.

Форсированное охлаждение во всех случаях требует постоянной дополнительной затраты энергии на перекачку масла и подачу воздуха или воды, чем снижается общий КПД трансформатора. Водяное охлаждение, кроме того, требует расхода воды.

Теплопередача в масле внутри трансформатора происходит только конвекцией, т. е. движущимся маслом. Теплоотдача с наружных поверхностей системы охлаждения в окружающий воздух конвекцией, т. е. посредством движущегося воздуха, с ростом мощности трансформатора приобретает главное значение. Поэтому для достижения наиболее эффективного охлаждения внутри и вне трансформатора должны быть обеспечены наиболее благоприятные условия для движения масла и воздуха.

Наилучшие условия для движения масла внутри обмоток и теплоотдачи от обмоток к маслу представляют вертикальные каналы (рис. 9.7, *а*). Сочетание вертикальных и горизонтальных каналов (рис. 9.7, *б*) несколько ухудшает теплоотдачу, однако широко используется

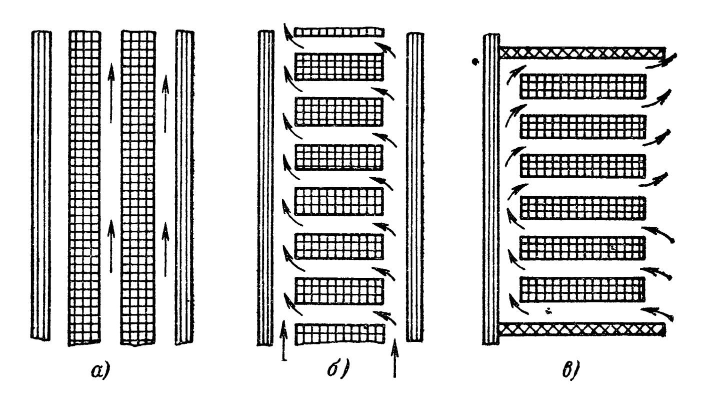


Рис. 9.7. Организация движения масла, охлаждающего обмотки:
а — осевые каналы; *б* — сочетание осевых и радиальных каналов; *в* — сочетание осевых каналов с тупиковыми радиальными каналами

в винтовых и катушечных обмотках. Конструкция чередующейся обмотки, разделенной на отдельные группы шайбами, плотно прилегающими к поверхности изоляционного цилиндра (рис. 9.7, *в*), является неудачной потому, что в ней затруднен доступ охлаждающего масла к проводам, находящимся вблизи цилиндра.

Не менее важное значение имеет свободный доступ и выход воздуха в частях системы охлаждения — трубах, радиаторах, охладителях. При естественном охлаждении в этих конструкциях необходимо

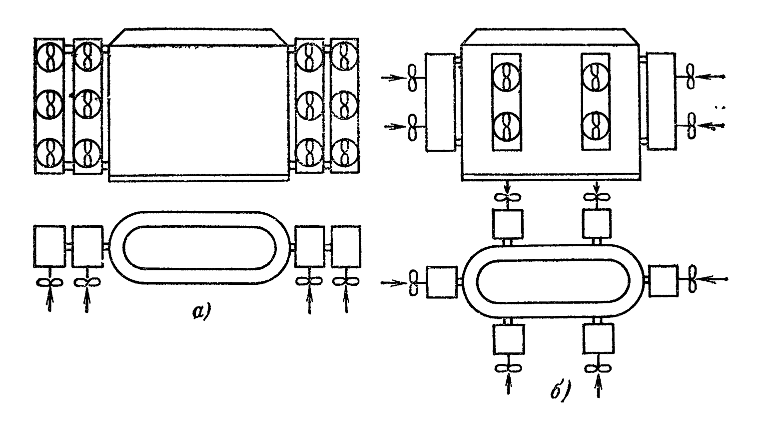


Рис. 9.8. Размещение охладителей на баке:

а — рациональное с свободным входом и выходом воздуха; *б* — нерациональное — выход воздуха затруднен

соблюдать достаточные расстояния (шаг) между трубами или волнами, не допускать закрытия входа и выхода воздуха внизу и вверху радиаторов. При охлаждении с принудительным движением масла внутри охладителей следует размещать охладители так, чтобы на входе и выходе охлаждающего воздуха не было препятствий. В этом смысле более удачным является размещение охладителей по рис. 9.8, *а* по сравнению с рис. 9.8, *б*. При циркуляционном охлаждении предпочтительным является направленное движение масла внутри бака, когда масло из охладителей при помощи специальных перегородок направляется непосредственно в охлаждающие каналы обмоток и магнитной системы.

9.3. НОРМЫ ПРЕДЕЛЬНЫХ ПРЕВЫШЕНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ

В тепловом отношении трансформатор должен быть рассчитан так, чтобы превышения температуры его обмоток, магнитной системы и масла над окружающим воздухом или охлаждающей водой (для фор-

сированного водяного охлаждения) при номинальной нагрузке не превосходили значений, допускаемых ГОСТ 11677-85. Нормы этого ГОСТ установлены с таким расчетом, чтобы предельная средняя температура обмоток в наиболее жаркое время года не превосходила 105—110 °С при среднегодовой температуре около 75 °С. При соблюдении этих условий изоляция трансформатора не подвергается ускоренному старению и может надежно работать в течение 25 лет и более. Нагрев масляных силовых трансформаторов ограничивается согласно ГОСТ 11677-85 следующими превышениями температуры частей трансформатора сверх температуры охлаждающей среды при сколь угодно длительно поддерживаемых во время испытания нормированных потерях холостого хода и потерях короткого замыкания, приведенных к 75 °С.

Масляные трансформаторы

Обмотки — 65 °С.

Поверхности магнитопровода и конструктивных элементов — 75 °С.

Масло в верхних слоях:

исполнение трансформатора герметичное или с расширителем — 60 °С;

исполнение негерметичное и без расширителя — 55 °С.

Сухие трансформаторы

Обмотки — при классах нагревостойкости по ГОСТ 8865-70:

класс А — 60 °С; класс Е — 75 °С; класс В — 80 °С; класс F — 100 °С; класс Н — 125 °С.

Нагрев поверхности магнитопровода и конструктивных деталей ограничивается допустимыми превышениями температуры соприкасающихся с ними изоляционных материалов.

Для измерения температуры частей трансформатора установлены следующие методы: измерение температуры обмоток — по изменению сопротивления; измерение температуры других частей и масла—по термометру. Установлены также следующие предельные температуры охлаждающей среды: для воды — не более +25 °С у входа в охладитель; для воздуха — естественно изменяющаяся температура не выше +40 °С и не ниже —45 °С; среднесуточная температура не выше +30 °С и среднегодовая температура не выше +20 °С.

Технические условия ГОСТ 11677-85 базируются на принятых в практике реальных методах измерения температуры обмоток и масла трансформатора. Поэтому в нормах не регламентирована максимальная температура обмоток или средняя температура масла, измерение которых возможно далеко не при любых напряжениях обмоток трансформатора и только в лабораторных условиях. В современных трансформаторах при правильном выборе плотности тока в обмотках и ра-

циональном распределении охлаждающих каналов проверка нагрева обмоток по средней их температуре обеспечивает также не слишком высокую максимальную температуру отдельных точек обмотки.

9.4. ПОРЯДОК ТЕПЛОВОГО РАСЧЕТА ТРАНСФОРМАТОРА

Тепловой расчет трансформатора проводится после завершения электромагнитного и механического расчетов его обмоток и магнитной системы. При правильном выборе электромагнитных нагрузок и правильном распределении и выборе размеров охлаждающих масляных каналов внутренние температуры в обмотках и магнитной системе оказываются не выше обычно допустимых значений. Вследствие этого тепловой расчет обмоток сводится к поверочному определению перепадов температуры внутри обмоток и на их поверхности для принятой конструкции и размеров обмотки. Определение этих перепадов проводится по (9.3) и (9.5) с учетом конструктивных особенностей обмоток различных типов (см. § 9.5).

Тепловой расчет бака отличается тем, что сама конструкция бака зависит в первую очередь от того теплового потока, который должен быть отведен с поверхности бака в окружающий воздух, и лишь во вторую очередь определяется требованиями механической прочности. Поэтому при тепловом расчете бака сначала рассчитывается допустимое среднее превышение температуры стенки бака над окружающим воздухом, затем по требуемой теплоотдаче приближенно определяется его охлаждаемая поверхность, затем подбираются размеры и число конструктивных элементов, образующих эти поверхности, — гладких стенок, труб, волн, охладителей, и, наконец, производится поверочный расчет превышения температуры стенок бака и масла над окружающим воздухом. При получении превышений температуры, отличающихся от допустимых, производится корректировка охлаждающей поверхности путем увеличения или уменьшения числа или размеров конструктивных элементов — труб, охладителей и т. д. После завершения теплового расчета бака производится проверка его конструкции на механическую прочность.

9.5. ПОВЕРОЧНЫЙ ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ОБМОТОК

Подсчет внутреннего перепада температуры в большинстве обмоток из прямоугольного провода упрощается тем обстоятельством, что каждый провод, как правило, одной

или двумя сторонами своего сечения соприкасается с маслом (рис. 9.9). Внутренний перепад температуры в этом случае является перепадом в изоляции одного провода и определяется по (9.9) как элементарный перепад для теплового потока постоянного значения

$$\Theta_о = q\delta/\lambda_{из}, \quad (9.9)$$

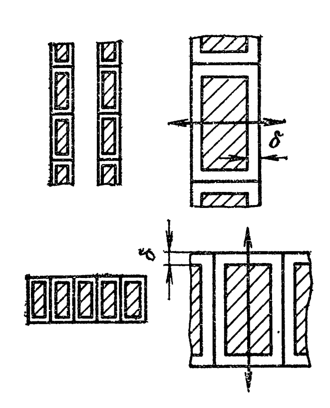


Рис. 9.9. К расчету внутреннего перепада температуры в обмотках из прямоугольного провода

где q — плотность теплового потока на поверхности обмотки, определяемая согласно указаниям § 6.1, 6.3 и 7.1 Вт/м²; δ — толщина изоляции провода на одну сторону по рис. 9.9, м; $\lambda_{из}$ — теплопроводность изоляции провода, определяемая для различных материалов по табл. 9.1, Вт/(м·°С).

При подсчете внутреннего перепада в катушках с общей изоляцией всей катушки (входные катушки обмотки) по (9.9) значение δ следует определять как суммарную толщину изоляции провода и общей изоляции катушки на одну сторону.

Полный внутренний перепад температуры в обмотках из круглого провода, не имеющих горизонтальных охлаждающих каналов (рис. 9.10, *а*, *б*),

$$\Theta_о = pa^2/(8\lambda_{ср}), \quad (9.10)$$

где a — радиальный размер катушки по рис. 9.10, м; при наличии в обмотке осевого охлаждающего канала по рис. 5.22, *в, г* или *д* размер a следует определять как ширину — радиальный размер наиболее широкий для двух катушек, на которые разделена обмотка (на рис. 5.22, *г* и *д* правой катушки); p — потери, выделяющиеся в 1 м³ общего объема обмотки.

Для медного провода $p_м$, Вт/м³, определяется по формуле в соответствии с рис. 9.11

$$p_М = \frac{2{,}4J^2 \cdot 10^{-12}\,\pi d^2 \cdot 1 \cdot 8900}{4\,(d' + \delta_{МС})\,d' \cdot 1} = 1{,}68\,\frac{J^2\,d^2}{(d' + \delta_{МС})d'}\,10^{-8}; \quad (9.11)$$

для алюминиевого провода

$$p_А = 2{,}71 \frac{J^2 d^2}{(d' + \delta_{мс}) d'} 10^{-8}, \qquad (9.11а)$$

где d, d', $\delta_{мс}$ выражены в метрах, J в А/м^2.

Средняя теплопроводность обмотки $\lambda_{ср}$, Вт/(м·°С), приведенная к условному случаю равномерного распреде-

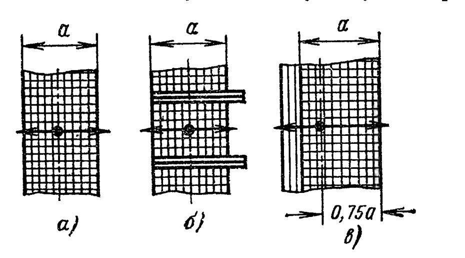


Рис. 9.10. К расчету внутреннего перепада температуры в многослойных обмотках из круглого и прямоугольного провода

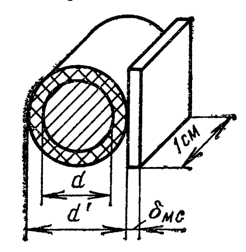


Рис. 9.11. Элемент объема обмотки — провод и междуслойная изоляция

ления витковой и междуслойной изоляции по всему объему обмотки, определяется по формуле

$$\lambda_{ср} = \frac{\lambda \lambda_{мс} (d' + \delta_{мс})}{\lambda \delta_{мс} + \lambda_{мс} d'}. \qquad (9.12)$$

Теплопроводность междуслойной изоляции $\lambda_{мс}$ находится по табл. 9.1. Средняя условная теплопроводность обмотки λ без учета междуслойной изоляции

$$\lambda = \lambda_{из} / (0{,}7 \sqrt{\alpha}), \qquad (9.13)$$

где $\alpha = (d' - d)/d$; $\lambda_{из}$ — теплопроводность материала изоляции витков, определяемая по табл. 9.1.

Если обмотка намотана непосредственно на изоляционном цилиндре (рис. 9.10, *в*) и имеет только одну открытую поверхность охлаждения, наиболее нагретая зона сдвигается от центра сечения обмотки в сторону цилиндра примерно до $0{,}75a$ от наружной поверхности.

Полный внутренний перепад, °С,

$$\Theta_0 = \frac{p (0{,}75a)^2}{2 \lambda_{ср}} = 0{,}28 \frac{pa^2}{\lambda_{ср}}, \qquad (9.14)$$

где $\lambda_{ср}$ определяется по (9.12); a — радиальный размер катушки, м.

В катушечной обмотке из круглого провода с каналами

Таблица 9.1. **Удельные теплопроводности λ изоляционных и других материалов**

Материал	λ, Вт/(м·°C)
Бумага кабельная сухая	0,12
Бумага кабельная в масле	0,17
Бумага кабельная, пропитанная лаком	0,17
Электроизоляционный картон	0,17
Лакоткани электроизоляционные	0,25
Гетинакс	0,17—0,175
Текстолит	0,146—0,162
Стеклотекстолит	0,178—0,182
Лак бакелитовый и другие лаки	0,3
Масло при отсутствии конвекции	0,1
Электротехническая сталь в пакетах:	
вдоль пластин	22,3
поперек пластин	4,75—4,85
Нагревостойкое покрытие стали	0,8
Медь	390
Алюминий	226

Примечание. Теплопроводность электроизоляционных материалов зависит от технологии их обработки При пропитке и увлажнении, а также при уплотнении внешним давлением теплопроводность увеличивается.

между катушками (см. рис. 5.24) теплоотдача происходит в направлениях осевом (ось Y) и радиальном (ось X). Определение внутреннего перепада температуры для этой обмотки, °C, если осевой размер катушки $h_к$, а радиальный a, может быть произведено по формуле

$$\Theta_о = \frac{pa^2}{8\left(\lambda_x + \lambda_y \dfrac{a^2}{h_к^2}\right)}. \qquad (9.15)$$

Для определения теплопроводности в направлениях осей X и Y можно воспользоваться формулами: для λ_x — (9.12), для λ_y — (9.13). Формулы (9.10), (9.14) и (9.15) определяют перепад температур от наиболее нагретой точки обмотки из круглого провода до ее поверхности. В то же время нормами регламентируется среднее превышение температуры обмотки, а следовательно, и внутренний перепад температуры. Средний перепад температуры по (9.4) составляет $^2/_3$ полного перепада

$$\Theta_{о,ср} = \frac{2}{3}\Theta_о.$$

Внутренний перепад в многослойных обмотках из провода прямоугольного сечения подсчитывается по такой же методике по формулам (9.4), (9.10), (9.14), (9.15) с заменой формул (9.11), (9.11а), (9.12) и (9.13) на следующие:

$$p_M = \frac{2,14\, J^2 ab}{(a' + \delta_{\text{мс}})\, b'}\, 10^{-8}; \tag{9.16}$$

$$p_A = \frac{3,44 J^2 ab}{(a' + \delta_{\text{мс}})\, b'}\, 10^{-8}; \tag{9.16а}$$

$$\lambda_{\text{ср}} = \frac{\lambda\lambda_{\text{мс}}\,(a' + \delta_{\text{мс}})}{\lambda\delta_{\text{мс}} + \lambda_{\text{мс}} a'}; \tag{9.17}$$

$$\lambda = \lambda_{\text{из}} \frac{ba'}{2\delta b'}, \tag{9.18}$$

где a и a' — размеры провода без изоляции и с изоляцией, ориентированные в направлении движения тепла, м; b и b' — то же в направлении, перпендикулярном движению тепла, м; 2δ — толщина изоляции провода (на две стороны), м.

В (9.15) для определения λ_x следует пользоваться (9.17) и (9.18), а для определения λ_y — формулой (9.18) с заменой b на a, a' на b' и b' на a'.

Перепад температуры на поверхности обмотки является функцией плотности теплового потока на поверхности обмотки, которая подсчитывается как частное от деления потерь, возникающих в обмотке, на открытую охлаждаемую маслом поверхность. Подсчет теплового потока производится согласно указаниям, данным в § 6.1, 6.3 и 7.1. Формулы, применяемые в практике расчета для определения перепада температуры на поверхности обмотки, получены эмпирически и могут применяться только в тех случаях, для которых они проверены опытом.

Для цилиндрических обмоток из прямоугольного или круглого провода или из алюминиевой ленты (см. § 5.3 и 5.4), а также для винтовых обмоток, не имеющих радиальных (горизонтальных) каналов (см. § 5.5), перепад на поверхности обмотки масляного трансформатора, °С,

$$\Theta_{\text{о,м}} = kq^{0,6}, \tag{9.19}$$

где $k = 0,285$.

Таблица 9.2а **Минимальная ширина охлаждающих каналов в обмотках. Масляные трансформаторы**

Вертикальные каналы				Горизонтальные каналы	
Длина канала, мм	Обмотка—обмотка, мм	Обмотка—цилиндр, мм	Обмотка—стержень, мм	Длина канала, мм	Обмотка—обмотка, мм
До 300	4—5	4	4—5	До 40	4
300—500	5—6	5	5—6	40—60	5
500—1000	6—8	5—6	6—8	60—70	6
1000—1500	8—10	6—8	8—10	70—80	7

Таблица 9.2б. **Сухие трансформаторы, вертикальные каналы. Выбор ширины канала по допустимому превышению температуры и плотности теплового потока на поверхности обмотки** *q*

Класс изоляции	Допустимое превышение температуры, °С	Плотность теплового потока, Вт/м², при ширине канала, мм		
		7	10	15
А	60	160	300	380
Е, В	75—80	230	450	550
F	100	300	600	720
Н	125	380	800	950

Таблица 9.2в. **Сухие трансформаторы, горизонтальные каналы. Выбор ширины канала по допустимому превышению температуры и плотности теплового потока на поверхности обмотки** *q*

Класс изоляции	Допустимое превышение температуры, °С	Плотность теплового потока, Вт/м², при ширине канала, мм		
		8	12	15
А	60	280	380	450
Е, В	75—80	320	420	540
F	100	420	540	720
Н	125	580	720	1000

Формула (9.19) справедлива при осевых (вертикальных) каналах в обмотке шириной не менее, чем указано в табл. 9.2а — 9.2в.

В сухих трансформаторах для изоляции различных классов нагревостойкости допускаются различные превы-

шения температуры обмоток над температурой охлаждающего воздуха. Размеры вертикальных и горизонтальных охлаждающих каналов для трансформаторов могут быть выбраны в зависимости от класса изоляции и плотности теплового потока на поверхности обмотки по табл. 9.2б и 9.2в.

При соблюдении этих размеров каналов и допустимых плотностей теплового потока на поверхности обмоток сухих трансформаторов превышение температуры обмоток этих трансформаторов над воздухом, как правило, не превосходит нормированного значения и необходимость их специального теплового расчета отпадает.

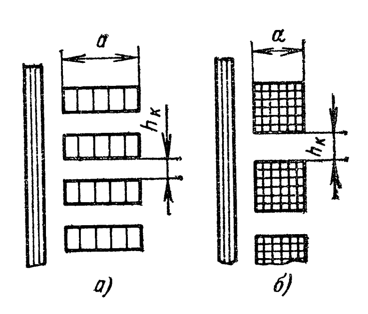


Рис. 9.12. К определению перепада температуры по (9.20)

При определении перепада температуры на поверхности обмоток из прямоугольного или круглого провода с горизонтальными каналами необходимо учитывать способ охлаждения трансформатора, расположение обмотки и размеры горизонтальных масляных каналов (рис. 9.12). Перепад на поверхности обмотки масляного трансформатора может быть подсчитан по эмпирической формуле

$$\Theta_{о,м} = k_1 k_2 k_3 \cdot 0{,}35 q^{0{,}6}. \qquad (9.20)$$

Коэффициент k_1 учитывает скорость движения масла внутри обмотки. Скорость движения масла зависит от системы охлаждения. Коэффициент k_1 принимает следующие значения для разных видов охлаждения:

Для естественного масляного охлаждения	1,0
Для масляного охлаждения с дутьем	0,9
Для масляного охлаждения с принудительной циркуляцией масла	0,7

Коэффициент k_2 учитывает затруднение конвекции масла в каналах внутренних обмоток НН и СН и может быть принят равным:

Для наружных обмоток ВН	1,0
Для внутренних обмоток НН и СН	1,1

Коэффициент k_3 учитывает влияние на конвекцию масла относительно ширины (высоты) горизонтальных масляных каналов и может быть взят по табл. 9.3 в зависимости от отношения высоты к глубине канала (ширине обмотки) $h_к/a$.

Таблица 9.3. **Значения коэффициента k_3 в (9.20)**

$h_к/a$	0,07—0,08	0,08—0,09	0,1	0,11—0,12	0,13—0,14	0,15—0,19	0,2 и более
k_3	1,10	1,05	1,0	0,95	0,90	0,85	0,80

После определения внутреннего и внешнего перепадов температуры в обмотках для каждой из обмоток подсчитывается среднее превышение ее температуры над средней температурой масла

$$\Theta_{о,м.ср} = \Theta_{о,ср} + \Theta_{о,м}. \quad (9.21)$$

9.6. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ БАКА

При выборе конструкции бака для трансформатора главное внимание следует обращать на хорошую теплоотдачу, механическую прочность, простоту в изготовлении и по возможности меньший внешний габарит. Применяемые в отечественном трансформаторостроении баки с гладкими стенками, с трубами и трубчатыми радиаторами отвечают всем этим требованиям.

Ввиду того что потери в трансформаторе связаны с его мощностью, при выборе конструкции бака можно ориентироваться на мощность трасформатора (табл. 9.4).

После выбора типа бака следует определить его минимальные внутренние размеры. При заданных размерах активной части трансформатора, т. е. его остова с обмотками и отводами, минимальные внутренние размеры бака в плане определяются внешними габаритами активной части и минимально необходимыми изоляционными расстояниями от обмоток и отводов до стенок бака.

Определение изоляционых промежутков от отводов до обмотки ВН и стенки бака следует производить в соответствии с указаниями, данными в гл. 4 (см. табл. 4.11 и 4.12), учитывая производственные допуски в размерах частей трансформатора и толщину отвода.

Таблица 9.4. **Типы баков силовых масляных трансформаторов**

Тип бака	Рисунок	Вид охлаждения	Пределы применения по мощности, кВ А
Бак с гладкими стенками	—	М	До 25—40
Бак со стенками в виде волн	9.14	М	От 40—63 до 630
Бак с вваренными охлаждающими гнутыми трубами (трубчатый)	9.15	М	От 40—63 до 1600
Бак с навесными радиаторами с прямыми трубами	9.16	М	От 100 до 6300
Бак с навесными радиаторами с гнутыми трубами	9.17	М	От 2500 до 10 000
Бак с навесными радиаторами с гнутыми трубами с дутьем	9.6	Д	От 10 000 до 80 000
Бак с охладителями с принудительной циркуляцией масла и с дутьем	—	ДЦ	От 63 000 и выше

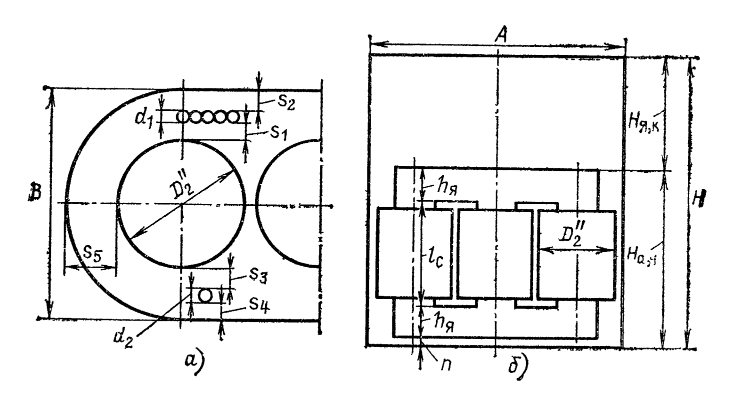


Рис. 9.13. К определению основных размеров бака

Согласно рис. 9.13, *а* должны быть определены следующие минимальные расстояния и размеры:

s_1 — изоляционное расстояние от изолированного отвода

обмотки ВН (внешней) до собственной обмотки и равное ему расстояние этого отвода s_2 до стенки бака по табл. 4.11;

d_1 — диаметр изолированного отвода обмотки ВН при классах напряжения 10 и 35 кВ, $d_1=20$ мм при мощностях до 10 000 кВ·А и $d_1=25$ мм при бóльших мощностях;

s_3 — изоляционное расстояние от неизолированного или изолированного отвода обмотки НН или СН до обмотки ВН по табл. 4.12;

s_4 — изоляционное расстояние от отвода обмотки НН или СН до стенки бака по табл. 4.11;

d_2 — диаметр изолированного отвода от обмотки НН или СН, равный d_1, или размер неизолированного отвода НН (шины), равный 10—15 мм.

Определение этих расстояний производится отдельно для отводов стороны ВН и НН. Минимальные внутренние размеры бака определяются согласно рис. 9.13.

Минимальная ширина, м,

$$B = D_2'' + (s_1 + s_2 + d_1 + s_3 + s_4 + d_2)\cdot 10^{-3}. \qquad (9.22)$$

Минимальная длина бака трехфазного трансформатора классов напряжения 6, 10 и 35 кВ, м,

$$A = 2C + D_2'' + 2s_5\cdot 10^{-3}. \qquad (9.23)$$

Расстояние s_5 при испытательных напряжениях до 85 кВ может быть принято таким же, как и расстояние от неизолированного отвода до обмотки, и определено по табл. 4.12. В некоторых случаях расстояние s_5 принимают равным суммарному расстоянию от бака, м,

$$s_5 = s_3 + d_2 + s_4.$$

Для трансформаторов с классом напряжения обмотки ВН 110 кВ при расположении вводов ВН в масле между ярмом и стенкой бака размеры бака в плане A и B, м, могут быть приближенно приняты:

трехфазных $A \approx 2C + D_2'' + 0{,}8$;

однофазных $A \approx C + D_2'' + 0{,}8$;

$B = D_2'' + 0{,}8$ (в обоих случаях).

Внутренние размеры бака, найденные по (9.22) и (9.23), обычно оказываются достаточными и по соображениям теплоотдачи.

Глубина бака определяется высотой активной части и минимальным расстоянием от верхнего ярма до крышки бака, обеспечивающим размещение внутренних частей

проходных изоляторов, отводов и переключателей, если переключатели крепятся под крышкой бака.

Высота активной части, м,

$$H_{а,ч} = l_с + 2h_я + n \cdot 10^{-3}, \qquad (9.24)$$

где n — толщина подкладки под нижнее ярмо (n=30÷50 мм).

Таблица 9.5. **Минимальные расстояния от ярма до крышки бака**

Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Минимальное расстояние, мм	Примечание
6, 10	160	—
20	300	—
35	400	При переключателе ответвлений, расположенном горизонтально между ярмом и крышкой бака
110	500	При классе напряжения 110 кВ вводы ВН располагаются между ярмом и стенкой бака

Выбор расстояний от верхнего ярма трансформатора до крышки бака $H_{я,к}$ может быть сделан по табл. 9.5 по классу напряжения (рабочему напряжению) обмотки ВН. Расстояние, найденное по табл. 9.5, является минимальным и обычно оказывается достаточным для получения необходимой теплоотдачи бака для трансформатора с полными потерями ΣP по ГОСТ.

Общая глубина бака (рис. 9.13, *б*), м,

$$H = H_{а,ч} + H_{я,к}. \qquad (9.25)$$

Внешняя поверхность стенок бака, труб, волн, охладителей имеет среднее превышение температуры над окружающим воздухом $\Theta_{б,в}$. Оно определяется для данного бака тепловым потоком, отводимым с его охлаждаемой поверхности.

Теплоотдача путем излучения со всей поверхности бака, Вт,

$$Q_и = q_и \Theta_{б,в} П_и, \qquad (9.26)$$

где $q_и$ — удельная теплоотдача излучением с единицы излучающей поверхности $П_и$ при разности температур стенки бака и воздуха, равной 1°С; $П_и$ — поверхность излучения

бака, определяемая как внешняя обтягивающая поверхность согласно рис. 9.3.

Теплоотдача с поверхности путем конвекции

$$Q_к = q_к\Theta_{б,в}П_к, \qquad (9.27)$$

где $q_к$ — удельная теплоотдача конвекцией с единицы поверхности конвекции $П_к$ при разности температур в 1 °С; $П_и$ — поверхность конвекции бака, т.е. полная развернутая суммарная поверхность его гладкой части, труб, волн, охладителей,

$$П_к = k_{ф1}П_1 + k_{ф2}П_2 + ... + k_{фn}П_n; \qquad (9.28)$$

здесь $П_1$, $П_2$,..., $П_n$ — действительные геометрические поверхности отдельных частей бака; $k_{ф1}$, $k_{ф2}$,..., $k_{фn}$ — коэффициенты, учитывающие улучшение или ухудшение теплоотдачи конвекцией для данной формы поверхности по сравнению с вертикальной гладкой стенкой.

Эти коэффициенты зависят от формы поверхности конвекции (гладкая стенка, труба, волна и т.д.) и размеров ее элементов (диаметр трубы, расстояние между трубами, глубина и ширина воздушного канала волны). Значения коэффициентов для поверхностей разной формы, найденные опытным путем, приведены в табл. 9.6.

Таблица 9.6. Значения коэффициента $k_ф$ в (9.28) для труб диаметром 51 мм и овальных 20×72 мм

Форма поверхности	Без дутья							С дутьем	
	Гладкая стенка	Трубы				Радиатор		Гладкая стенка	Радиатор по рис 9.17
		в один ряд	в два ряда	в три ряда	в четыре ряда	по рис 9.16	по рис 9.17		
$k_ф$	1,0	1,4	1,4·0,96= =1,344	1,4·0,93= =1,302	1,4·0,9= =1,26	1,26	1,4	1,6	1,4·1,6= =2,24

Примечание. Для труб диаметром около 30 мм $k_ф$, полученный из таблицы, умножить на 1,15.

Полная теплоотдача бака Q должна быть равна полным потерям трансформатора

$$Q = Q_и + Q_к = \Theta_{б,в}(q_иП_и + q_кП_к),$$

или

$$\Theta_{б,в}(q_иП_и + q_кП_к) = 1,05\,\Sigma P, \qquad (9.29)$$

где ΣP — суммарные расчетные потери трансформатора.

Коэффициент 1,05 учитывает возможное отклонение действительных потерь в трансформаторе от расчетных и применяется при индивидуальном расчете трансформатора. В этом случае следует в (9.29) подставлять ΣP — сумму расчетных потерь короткого замыкания и холостого хода. При расчете серий трансформаторов под ΣP следует понимать сумму гарантийных потерь короткого замыкания и холостого хода и принимать коэффициент 1,1, учитывая возможность отклонения действительных потерь от гарантийных на 10 %.

Подставляя в (9.29) значения удельной теплоотдачи $q_и$ и $q_к$ из (9.7) и (9.8) и относя коэффициент, учитывающий форму поверхности $k_ф$ в (9.8), к поверхности $П_к$ (9.28), получаем

$$1{,}05\,\Sigma P = \Theta_{б,в}\left(2{,}8\sqrt[4]{\Theta_{б,в}}П_и + 2{,}5\sqrt[4]{\Theta_{б,в}}П_к\right) = \\ = 2{,}5\Theta_{б,в}^{1,25}\,(1{,}12\,П_и + П_к),$$

откуда

$$П_к = \frac{1{,}05\,\Sigma P}{2{,}5\,\Theta_{б,в}^{1,25}} - 1{,}12\,П_п; \qquad (9.30)$$

$$\Theta_{б,в} = \left[\frac{1{,}05\,\Sigma P}{2{,}8П_и + 2{,}5П_к}\right]^{0,8}. \qquad (9.31)$$

Эти выражения положены в основу излагаемого метода теплового расчета бака трансформатора и позволяют приближенно определить размеры бака в предварительном расчете (9.30) и найти его среднее превышение температуры после выяснения всех размеров (9.31).

Потери трансформатора ΣP при тепловом расчете бака задаются. Среднее превышение температуры стенки бака над воздухом $\Theta_{б,в}$ также может быть приближенно определено исходя из среднего допустимого превышения температуры обмоток над средней температурой масла. После выбора минимальных внутренних размеров бака с достаточной точностью можно определить действительную излучающую поверхность бака $П_и$. После этого по (9.30) можно при предварительном тепловом расчете бака приближенно определить необходимую поверхность конвекции $П_к$ и затем подобрать нужное количество и размеры элементов конструкции бака (труб, волн, радиаторов), обеспечивающих требуемую теплоотдачу.

После окончательного установления основных размеров всех элементов бака, а следовательно, и поверхностей излучения $П_и$ и конвекции $П_к$, пользуясь (9.31), можно определить для данного бака и заданных потерь ΣP среднее превышение температуры стенки бака над окружающим воздухом.

Среднее превышение температуры стенки бака над окружащим воздухом $\Theta_{б,в}$ в предварительном расчете бака должно быть выбрано таким, чтобы средние превышения температуры обмоток и максимальное превышение температуры масла над воздухом не превосходили значений, допускаемых ГОСТ.

Длительно допустимое среднее превышение температуры обмоток над воздухом при номинальной нагрузке может быть принято равным 65 °С. Тогда среднее превышение температуры масла, омывающего обмотки, должно быть не более

$$\Theta_{м,в} = 65 - \Theta_{о,м,ср}. \qquad (9.32)$$

В (9.32) следует взять большее из двух значений, подсчитанных для обмоток ВН и НН по (9.21).

Среднее превышение температуры стенки бака над воздухом будет меньше $\Theta_{м,в}$ на перепад температуры между маслом и стенкой бака

$$\Theta_{б,в} = \Theta_{м,в} - \Theta_{м,б}. \qquad (9.33)$$

Обычно $\Theta_{м,б}$ не превышает 5—6 °С.

Полученное значение $\Theta_{б,в}$ должно удовлетворять неравенству

$$\sigma(\Theta_{б,в} + \Theta_{м,б}) \leqslant 60 \text{ °C}, \qquad (9.34)$$

вытекающему из требования ГОСТ, чтобы превышение температуры верхних слоев масла над воздухом не превосходило 60 °С для трансформаторов с расширителем и герметичных.

Коэффициент σ, определяющий отношение максимального и среднего превышений температуры масла, в предварительном расчете можно принять равным 1,2. Если значение, полученное из (9.32) и (9.33), не удовлетворяет неравенству (9.34), следует принять $(\Theta_{б,в}+\Theta_{м,б})\cdot 1,2=60$ и значение $\Theta_{б,в}$ определить по выражению

$$\Theta_{б,в} = 50 - \Theta_{м,б}.$$

Поверхность излучения бака, м^2, в предварительном расчете может быть приближенно определена:

для бака прямоугольного сечения в плане

$$П_и \approx 2(A+B)Hk; \quad (9.35)$$

для бака овального сечения в плане

$$П_и \approx [2(A-B)+\pi B]Hk, \quad (9.35а)$$

где A, B, H — размеры бака по рис. 9.13, м; k — коэффициент, учитывающий отношение периметра поверхности излучения к поверхности гладкой части бака и приближенно равный: 1,0 — для гладкого бака; 1,2—1,5 — для бака с трубами и 1,5—2,0 — для бака с навесными радиаторами.

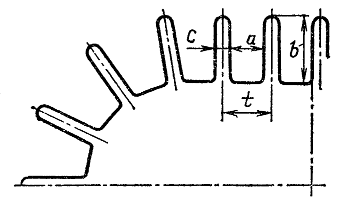


Рис. 9.14. Форма и основные размеры стенки бака с волнами

После предварительного приближенного расчета поверхности излучения бака можно по (9.30) также приближенно рассчитать поверхность конвекции бака, требующуюся для получения найденного выше значения $\Theta_{б,в}$.

Найденное таким образом значение поверхности конвекции является ориентировочным, позволяющим найти число и размеры конструктивных элементов бака. Число и размеры труб, волн, радиаторов и гладких стенок бака должны быть подобраны так, чтобы с учетом коэффициентов $k_{ф1}$, $k_{ф2}, \ldots$ они в сумме давали полученное выше ориентировочное значение поверхности конвекции $П_к$ (9.28). Методика подсчета поверхности конвекции для баков разных типов дана далее.

Значения коэффициентов $k_{ф1}$, $k_{ф2} \ldots$ для поверхностей различной формы приведены в табл. 9.6.

При определении действительных значений поверхностей излучения и конвекции для спроектированного бака может оказаться, что эти поверхности малы и не обеспечивают должной теплоотдачи. В этом случае поверхность охлаждения может быть увеличена путем увеличения числа и (или) размеров ее элементов (волн, труб и т. д.) или высоты бака, но не его размеров в плане.

Гладкий бак. Для гладкого бака поверхность излучения $П_и$, равная его внешней поверхности, равна также поверхности конвекции $П_к$.

Поверхность теплоотдачи, м²:
прямоугольного бака

$$П_{и} = П_{к} = 2(A+B)H + П_{кр}\cdot 0{,}5; \qquad (9.36)$$

овального бака

$$П_{и} = П_{к} = [2(A-B) + \pi B]H + П_{кр}\cdot 0{,}5, \qquad (9.36а)$$

где A, B, H — размеры бака по рис. 9,13, м; $П_{кр}$ — поверхность крышки бака; 0,5 — коэффициент для поверхности крышки, учитывающий закрытие части поверхности изоляторами вводов ВН и НН и различной арматурой.

Бак со стенками в виде волн. Этот тип бака изготовляется с боковой стенкой, выполненной из тонколистовой стали толщиной 0,8—1,0 мм, выгнутой в виде волн. Он находил широкое применение для трансформаторов мощностью в пределах до 630 кВ·А, но в свое время, около 50 лет тому назад, был заменен баком с охлаждающими трубами, имеющим существенно меньшее количество сварных швов. Прогресс в развитии автоматических методов сварки позволяет вновь обратиться к этой конструкции.

В баках такого типа некоторые иностранные фирмы выпускают трансформаторы мощностью 100—630 кВ·А с расширителем или в герметичном исполнении без расширителя, полностью залитые маслом. При нагреве и охлаждении масла, связанных с изменением нагрузки трансформатора и колебаниями температуры охлаждающего воздуха, все изменения его объема компенсируются упругими деформациями волн стенки.

На рис. 9.14 показана стенка овального бака трансформатора в виде волн и форма и размеры одной волны. Обычно при выборе основных размеров стенки придерживаются следующих соотношений, дающих достаточно полное использование воздушного и масляного каналов волны:

отношение ширины воздушного канала волны a к ширине масляного канала c, $a/c = 2{,}5$; минимальная ширина масляного канала $c = 10$ мм; наибольшая глубина волны $b = 300$ мм; высота волнистой стенки $H_{в}$ на 0,1 м меньше предварительно рассчитанной глубины бака; толщина стенки $\delta = 0{,}8 \div 1{,}0$ мм.

Поверхность излучения стенки, м²,

$$П_{и,в} = [2(A-B) + \pi(B + 2b\cdot 10^{-3})]H_{в}. \qquad (9.37)$$

Развернутая длина волны, м,

$$l_{в} = [2(b-d) + (t-2d) + \pi d]\cdot 10^{-3} =$$

$$= (2b + t - 0{,}86\,d) \cdot 10^{-3}. \qquad (9.38)$$

Шаг волны стенки, м,

$$t = (a + c + 2\delta) \cdot 10^{-3}. \qquad (9.39)$$

Число волн

$$m = [2\,(A - B) + \pi B]/t. \qquad (9.40)$$

Поверхность конвекции стенки, м^2,

$$\Pi_{к,в} = m l_в k_в H_в, \qquad (9.41)$$

где $k_в$ — коэффициент, учитывающий затруднение конвекции воздуха в воздушных каналах волн,

$$k_в = 1 - \alpha^2/190;$$

здесь $\alpha = b/a$.

Полная поверхность излучения бака, м^2,

$$\Pi_и = \Pi_{и,в} + \Pi_р + \Pi_{кр} \cdot 0{,}5. \qquad (9.42)$$

Полная поверхность конвекции бака, м^2,

$$\Pi_к = \Pi_{к,в} + \Pi_р + \Pi_{кр} \cdot 0{,}5, \qquad (9.43)$$

где $\Pi_{кр}$—поверхность крышки бака, м^2; $\Pi_р$—поверхность верхней рамы бака, м^2, $\Pi_р = 0{,}1\ tm$.

Бак с охлаждающими трубами. Этот тип бака в течение десятилетий широко применялся в трансформаторах мощностью до 1600 кВ·А, но в последние годы был заменен более технологичным типом бака с навесными радиаторами и прямыми трубами. Следует, однако, иметь в виду, что коэффициент теплоотдачи стенки с трубами выше, а удельный расход материалов ниже, чем у радиатора с прямыми трубами, и поэтому возврат к типу бака с трубами при возможном совершенствовании технологии его изготовления принципиально не исключен.

Число рядов труб выбирается обычно от одного до четырех в зависимости от необходимой по расчету поверхности конвекции. Увеличение числа рядов труб свыше четырех значительно ухудшает теплоотдачу внутреннего ряда труб. Соседние трубы разных рядов располагаются одна над другой. Расположение труб в шахматном порядке менее выгодно, так как при этом затрудняется движение воздуха и уменьшается теплоотдача. На рис. 9.15 показана одна из конструкций стенки трубчатого бака. Все трубы имеют радиус изгиба R. Трубы могут быть круглого сечения или овального. Шаги труб в рядах $t_т$ и между рядами $t_р$ могут

быть различными. Применение овальных труб позволяет разместить в ряду большее число труб и обеспечить нормальную теплоотдачу бака при одном-двух рядах труб там, где трубы круглого сечения приходится располагать в два-три ряда.

Обычно применяются трубы круглого сечения диаметром 51/48 мм с толщиной стенки 1,5 мм и овальные трубы с размерами поперечного сечения 72×20 мм при толщине стенки 1,5 мм. Сравнительные данные тех и других труб приведены в табл. 9.7. Эта же таблица позволяет выбрать число рядов труб для трансформаторов различных мощностей.

В последнее время трубы диаметром 51 мм иногда заменяются трубами диаметром 30 мм с толщиной стенки 1,2 мм. Такая замена позволяет уменьшить массу труб и масла в них и одновременно примерно на 15 % увеличить теплоотдачу с единицы поверхности трубы.

Рис. 9.15. Элементы трубчатого бака

По (9.25) можно приближенно определить глубину бака трансформатора от дна до крышки H. Расстояние между центрами отверстий наружного ряда труб b (b_2 на рис. 9.15) должно быть меньше H на сумму расстояний c и e. Эти расстояния зависят от конструкции верхней рамы бака, длины прямого участка наружного ряда труб a (a_2 на рис. 9.15), формы сечения трубы и метода приварки дна и верхней рамы к стенке бака.

После определения основных размеров бака и выбора формы сечения трубы и числа рядов труб определяются размеры труб во всех рядах и подсчитываются поверхности излучения и конвекции бака трансформатора в следующем порядке.

Размеры поперечного сечения трубы, радиус закругления, шаг труб в ряду $t_т$ и шаг между рядами $t_р$ определяются по табл. 9.7. Прямой участок a_1 для внутреннего ряда труб принимается равным 50 мм. Далее определяются: $a_2 = a_1 + t_р$; $a_3 = a_2 + t_р$ и т. д.

Таблица 9.7. **Данные круглых и овальных труб, применяемых в масляных силовых трансформаторах**

Форма трубы	Размеры сечения, мм	Толщина стенки, мм	Поперечное сечение в свету, мм²	Поверхность 1 м, м²	Масса в 1 м, кг	
					металла	масла в трубе
Круглая	∅ 51	1,5	1810	0,16	1,82	1,63
Овальная	72×20	1,5	890	0,16	1,82	0,79
Круглая	∅ 30	1,2	600	0,0942	0,845	0,54

Форма трубы	Шаг, мм		Радиус изгиба, мм	Число рядов труб при мощности, кВ·А		
	между рядами	в ряду		63—160	250—630	1000—1600
Круглая	75	70	150	1	2	2—3
Овальная	100	50	188	1	1	1—2
Круглая	55	50	150	1	1	2—3

По табл. 9.8 при принятой форме сечения трубы по размеру наружного ряда труб выбираются минимальные значения c и e. Затем находятся расстояния между осями труб на стенке бака, начиная с наружного ряда труб (с номером n).

Наружный ряд $b_n = H - (c+e)\cdot 10^{-3}$;
второй ряд снаружи $b_{n-1} = b_n - 2t_р \cdot 10^{-3}$;
третий ряд $b_{n-2} = b_{n-1} - 2t_р \cdot 10^{-3}$.

Таблица 9.8. **Минимальные расстояния оси трубы от дна и крышки бака для масляных силовых трансформаторов.**
Трубы круглого сечения ∅ 51 мм (рис. 9.15)

a, мм	50—80	100—150	170—200	250—280
c_{min}	60	75	90	120
e_{min}	70	85	100	130

Примечание. Для труб овального сечения 72×20 мм при тех же размерах a значения c_{min} и e_{min}, найденные из таблицы, увеличивать на 10 мм.

Развернутая длина трубы в каждом ряду:

первый (внутренний) ряд

$$l_1 = b_1 + (\pi R - 2R + 2a_1) \cdot 10^{-3} = b_1 + (1{,}14R + 2a_1) \cdot 10^{-3};$$

второй ряд

$$l_2 = l_1 + 4t_р \cdot 10^{-3};$$

третий ряд

$$l_3 = l_2 + 4t_р \cdot 10^{-3} \text{ и т.д.}$$

При выводе этих формул принято $a_2 = a_1 + t_р$; $a_3 = a_2 + t_р$.

Число труб в одном ряду на поверхности бака овальной формы

$$m_{тр} = \frac{2(A-B) + \pi B}{t_т} 10^3. \qquad (9.44)$$

Поверхность излучения бака с трубами

$$П_и = \{2(A-B) + \pi B + \pi [2a_1 + 2R + 2t_р (n-1) + d] \cdot 10^{-3}\} H + 0{,}5\, П_{кр}, \qquad (9.45)$$

где d—диаметр круглой трубы или больший размер поперечного сечения овальной трубы, мм.

Поверхность конвекции бака

$$П_к = П_{к,гл} k_{ф,гл} + П_{к,тр} k_{ф,тр}, \qquad (9.46)$$

где $k_{ф,гл}$ и $k_{ф,тр}$—коэффициенты, определяемые по табл. 9.6; $П_{к,гл}$ — поверхность конвекции гладкого бака и крышки по (9.36), м^2; $П_{к,тр}$—поверхность конвекции труб, м^2,

$$П_{к,тр} = П_м (m_1 l_1 + m_2 l_2 + \ldots + m_n l_n); \qquad (9.47)$$

здесь $П_м$—поверхность 1 м трубы по табл. 9.7, м^2.

Если $П_к$, найденная по (9.46), равна или немного больше необходимой поверхности конвекции, найденной по (9.30), то следует переходить к расчету превышения температуры обмоток и масла трансформатора над воздухом по § 9.7. Если полученная поверхность конвекции меньше необходимой или существенно больше ее, следует произвести соответствующую корректировку размеров бака или труб и затем переходить к расчету превышения температуры. Увеличение поверхности может быть получено за счет увеличения прямого участка всех рядов труб на 50—70 мм, высоты бака, числа труб в ряду или числа рядов труб. Уменьшение поверхности может быть достигнуто путем уменьшения высоты бака, числа рядов труб или числа труб в ряду.

Бак с навесными радиаторами. Охлаждаемая поверхность бака с радиаторами образуется главным образом развернутой поверхностью радиатора. Эта конструкция позволяет получить значительно большие поверхности охлаждения, чем конструкция трубчатого бака при одинаковых внутренних его размерах. Число радиаторов и их расположение определяются необходимой поверхностью охлаждения и необходимостью получить наименьший общий габарит бака.

Конструкция радиатора обычно состоит из двух коллекторов — прямоугольных или другой формы, т. е. стальных коробок, в которые ввариваются своими верхними и нижними концами трубы или волны. Радиатор фланцами своих коллекторов присоединяется к баку трансформатора. Возможно применение труб или волн различной формы и размеров и различные способы сочетания их с коллекторами.

Навесной радиатор с прямыми трубами при естественном движении охлаждающего воздуха находит применение в широком диапазоне мощностей трансформаторов — от 100 до 6300 кВ·А. Прямые трубы круглого или овального сечения ввариваются своими концами в нижний и верхний коллекторы радиатора (рис. 9.16). Оси коллекто-

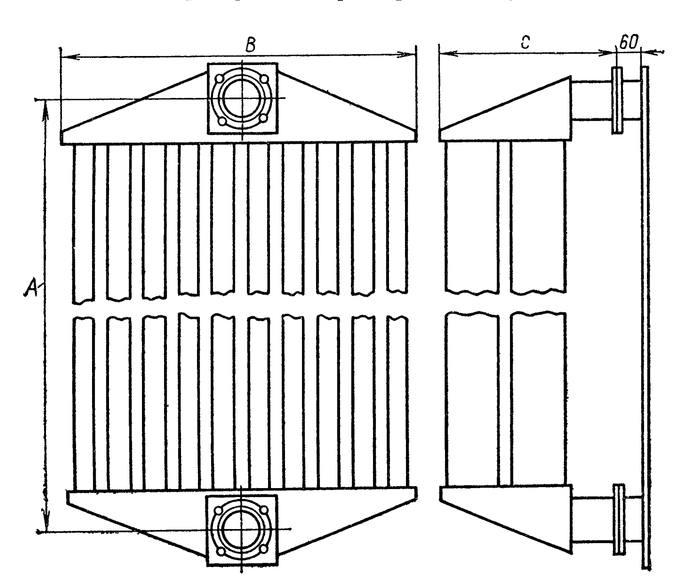


Рис. 9.16. Трубчатый радиатор с прямыми трубами

ров располагаются тангенциально по отношению к поверхности стенки бака.

Эти радиаторы выпускаются с одним рядом труб — 7 труб в ряду и с двумя рядами — 20 труб в ряду. Основные данные радиаторов приведены в табл. 9.9. Для радиатора с одним рядом труб размеры B и C равны 354 и 158 мм (см. рис. 9.16), для радиатора с двумя рядами труб — 505 и 253 мм соответственно.

Таблица 9.9. **Основные данные трубчатых радиаторов с прямыми трубами по рис. 9.16**

Размер A, мм	Поверхность $П_{к.тр}$, м²	Масса, кг		Размер A, мм	Поверхность $П_{к.тр}$, м²	Масса, кг	
		стали	масла			стали	масла
С одним рядом труб				1400	4,333	53,94	46
710	0,746	12,9	8,5	1615	4,961	67,14	53
900	0,958	15,35	10,9	1800	5,613	73,94	57
С двумя рядами труб				2000	6,253	81,98	64
710	2,135	34,14	24	2200	6,893	89,18	72
900	2,733	41,14	30				
1150	3,533	50,14	38	2400	7,533	95,68	78

Примечания: 1. $П_{к,тр}$ — поверхность конвекции труб; $П_{к,к}$ — поверхность конвекции двух коллекторов, равная 0,15 м² при одном ряде труб и 0,34 м² при двух рядах.

2. Минимальные расстояния осей фланцев радиатора от нижнего и верхнего срезов стенки бака c_1 и c_2 — соответственно 0,085 и 0,10 м.

В изготовлении бак с радиаторами этого типа имеет преимущество перед баком с трубами, поскольку отпадает необходимость в гибке труб и сверлении или штамповке отверстий под трубы в заготовке стенки бака, возникает возможность замены ручной сварки труб со стенкой бака автоматической сваркой труб с коллекторами и, главное, возможность выделить изготовление радиаторов в отдельное самостоятельное производство.

Радиаторы этого типа могут крепиться к баку приваркой патрубков коллектора к стенке бака (100—250 кВ·А) или с помощью разъемного соединения на фланцах (100—6300 кВ·А).

Главным недостатком радиаторов с прямыми трубами является затруднение движения охлаждающего воздуха у горизонтальных коллекторов (рис. 9.16) и вытекающее отсюда уменьшение удельной теплоотдачи с единицы поверхности при заданной разности температур поверхности радиатора и охлаждающего воздуха. Это уменьшение теплоотдачи учитывается в коэффициенте $k_ф$, определяемом по табл. 9.6 для поверхностей различной формы.

Конструкция радиатора с прямыми трубами показана на рис. 9.16, справочные данные по ряду радиаторов приведены в табл. 9.9.

Навесные радиаторы с охлаждающими трубами, изогнутыми в той же форме, что и трубы, ввариваемые в стенку бака, используются как при естественном движении охлаждающего воздуха (вид охлаждения М), так и при его принудительном движении (вид охлаждения Д). Для дуться, т. е. для ускорения движения воздуха в каждом радиаторе, устанавливаются вентиляторы (см. рис. 9.6).

На рис. 9.17, *а* показаны принципиальная конструкция и основные размеры двойного трубчатого радиатора, нашедшего в СССР широкое применение на трансформато-

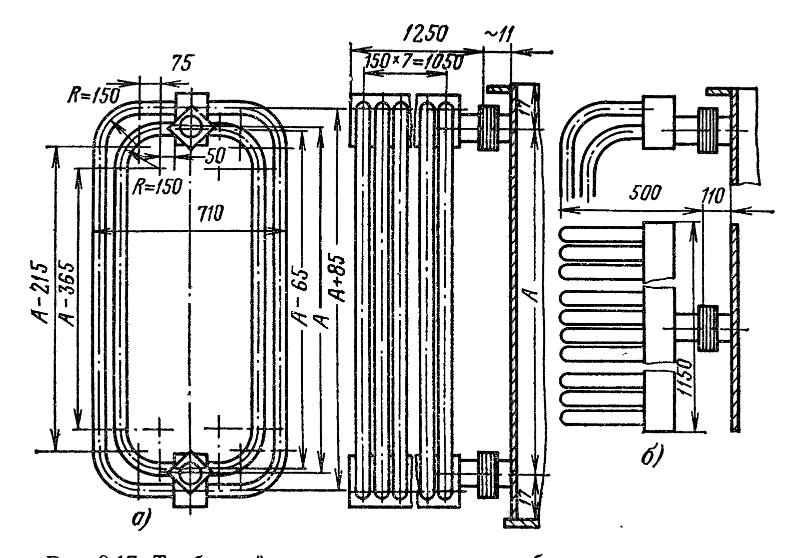


Рис. 9.17. Трубчатый радиатор с гнутыми трубами:

а — двойной радиатор с числом труб 2×2×16=64; *б* — одинарный радиатор с числом труб 1×2×16=32

рах мощностью от 2500 до 63 000 кВ·А. Радиатор состоит из четырех рядов круглых труб, по 16 труб в ряду, изогнутых по концам подобно трубам трубчатого бака и вваренных в два прямоугольных коллектора. Коллекторы на торцах снабжены двумя круглыми патрубками с фланцами, служащими для присоединения радиатора к баку трансформатора. При этом коллекторы располагаются радиально по отношению к поверхности бака. В радиаторах этой конструкции применяются те же трубы круглого сечения, что и в трубчатых баках, с теми же диаметром, толщиной стенки, поверхностью и массой 1 м, радиусом закругления, шагом труб в ряду и между рядами (см. табл. 9.7).

Радиаторы применяются как двойные описанной конструкции с четырьмя рядами труб, так и одинарные с двумя рядами труб, только с одной стороны коллекторов (рис. 9.17, *б*). Коллекторы одинарных радиаторов располагаются тангенциально к поверхности бака. Выпускаются радиаторы нескольких размеров, отличающиеся только общей длиной, характеризуемой расстоянием *А* между осями патрубков, служащих для присоединения радиатора к баку трансформатора. Основные данные нормальной серии одинарных и двойных радиаторов приведены в табл. 9.10. Выпускаются также двойные радиаторы с числом труб в ряду 18, 20 и 22.

Радиаторы описанной конструкции хорошо зарекомендовали себя в эксплуатации, удельная теплоотдача с их по-

Таблица 9.10. **Основные данные трубчатых радиаторов по рис. 9.17**

Размер *А*, мм	Одинарный радиатор			Двойной радиатор		
	$П_{к,тр}$, м²	$G_{ст}$, кг	$G_{м}$, кг	$П_{к,тр}$, м²	$G_{ст}$, кг	$G_{м}$, кг
1880	11,45	205	161	22,9	380	276
2000	12,1	215	169	24,15	401	291
2285	13,55	236	184	27,05	442	321
2485	14,55	249	194	29,1	468	341
2685	15,6	264	204	31,15	499	362
3000	17,2	285	219	34,35	540	393
3250	18,45	302	232	36,9	575	418
3750	21,0	337	258	42,0	644	469
4000	22,3	352	269	44,6	675	492
4250	24,6	373	284	47,2	716	521

Примечание. Поверхность коллектора $П_к$ одинарного радиатора 0,72, двойного 0,66 м²; $G_{ст}$ — масса радиатора без масла; $G_м$ — масса масла в радиаторе.

верхности выше, чем у радиатора с прямыми трубами, но конструкция прямотрубного радиатора, по мнению технологов, более технологична.

При тепловом расчете бака с навесными радиаторами предварительно по (9.35а) приближенно определяется поверхность излучения бака применительно к основным размерам бака. Затем по (9.30) рассчитывается необходимая поверхность конвекции $П_к$ и по данным табл. 9.9 или 9.10 подбираются соответствующее число и размеры одинарных или двойных трубчатых радиаторов. При этом поверхности конвекции гладкого бака $П_{к,гл}$ и крышки $П_{к,кр}$ подсчитываются для реальных размеров бака, а поверхности конвекции труб $П_{к,тр}$ и коллекторов радиаторов $П_{к,к}$ находятся по табл. 9.9 и 9.10. Для бака овальной формы

$$П_{к,гл} = [2(A - B) + \pi B] H.$$

При подборе размеров радиаторов следует учитывать, что минимальное расстояние от дна или крышки бака до горизонтальной оси ближайшего патрубка радиаторов по рис. 9.17 должно быть не меньше 170 мм и, следовательно, размер A радиатора (см. рис. 9.13) должен удовлетворять неравенству $A \leqslant H - 0{,}34$ м. Для радиатора с прямыми трубами эти размеры принимаются по рис. 9.16. При размещении радиатора на баке следует оставлять минимальные промежутки между трубами соседних радиаторов; при параллельном расположении коллекторов — 160 мм для двойных и 100 мм для одинарных радиаторов; при размещении коллекторов под углом — 100 мм для двойных и 70 мм для одинарных радиаторов. Полная поверхность конвекции бака с радиаторами определяется по (9.48) и должна быть равна поверхности, найденной по (9.30), или несколько превышать ее. Если при полном использовании боковой поверхности бака для размещения двойных радиаторов поверхность конвекции оказывается недостаточной, следует переходить от естественного охлаждения к дутьевому

$$П_к = П_{к,гл} k_{ф,гл} + П_{кр} k_{ф,кр} + П_{к,тр} k_{ф,тр} + П_{к,к} k_{ф,к}. \qquad (9.48)$$

Коэффициенты $k_ф$, учитывающие форму поверхности и условия теплоотдачи, могут быть приняты по табл. 9.6. После окончательного размещения радиаторов на баке поверхность излучения $П_и$ уточняется по реальным размерам бака и радиаторов.

9.7. ОКОНЧАТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ ПРЕВЫШЕНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ОБМОТОК И МАСЛА

После окончательного установления размеров бака и определения поверхностей излучения и конвекции необходимо подсчитать действительные превышения температур обмоток и масла над температурой воздуха. Подсчет производится для потерь, повышенных на 5 % против расчетного значения $P_x+P_к$ при индивидуальном расчете и на 10 % против гарантийного значения $P_x+P_к$ при расчете серии.

Среднее превышение температуры стенки бака над температурой окружающего воздуха

$$\Theta_{б,в} = \left[\frac{k\,(P_х + P_к)}{2{,}8\,П_и + 2{,}5\,П_к}\right]^{0,8}, \qquad (9.49)$$

где $k = 1{,}05 \div 1{,}10$.

Среднее превышение температуры масла вблизи стенки над температурой стенки бака может быть приближенно подсчитано по опытной формуле, аналогичной (9.19):

$$\Theta_{м,б} \approx k_1 \cdot 0.165 \left[\frac{k\,(P_х + P_к)}{\Sigma П_к}\right]^{0,6}, \qquad (9.50)$$

где $\Sigma П_к$ — сумма поверхностей конвекции гладкой части труб, волн, крышки без учета коэффициентов улучшения или ухудшения конвекции; k_1 — коэффициент, равный 1,0 при естественном масляном охлаждении и 0,9 при охлаждении с дутьем.

Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающего воздуха

$$\Theta_{м,в,в} = \sigma\,(\Theta_{б,в} + \Theta_{м,б}). \qquad (9.51)$$

Коэффициент σ для трубчатых баков и баков с радиаторами может быть принят равным 1,2.

Превышение температуры обмоток над температурой окружающего воздуха подсчитывается для обмоток ВН и НН отдельно

$$\Theta_{о,в} = \Theta_{о,ср} + \Theta_{о,м} + \Theta_{м,б} + \Theta_{б,в}. \qquad (9.52)$$

Превышения температуры масла в верхних слоях и обмоток над температурой окружающего воздуха, подсчитанные по (9.51) и (9.52), не должны быть больше допустимых для масляных трансформаторов по ГОСТ или ТУ (заданию на расчет). При получении более высоких значений

$\Theta_{м,в,в}$ или $\Theta_{о,в}$ следует увеличить поверхность охлаждения бака. При получении $\Theta_{м,в,в}$ и $\Theta_{о,в}$, пониженных против нормы более чем на 5 °С, поверхность охлаждения бака должна быть соответственно уменьшена.

9.8. ПРИБЛИЖЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАССЫ КОНСТРУКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ И МАСЛА ТРАНСФОРМАТОРА

Масса активных материалов трансформатора с достаточной точностью определяется при его расчете. Точные массы конструктивных и других материалов и масла трансформатора могут быть найдены только после подробной разработки его конструкции. Однако в процессе расчета может возникнуть необходимость в приближенном определении этих масс для оценки экономичности различных вариантов расчета.

Масса конструктивной стали остова может быть приближенно принята 0,1 суммарной массы провода обмоток и стали магнитной системы. Масса картона в изоляции обмоток зависит от мощности и класса напряжения трансформатора. С ростом мощности относительная масса картона уменьшается. Для трансформаторов с медными обмотками можно принять массу картона 0,12—0,15 массы провода при классах напряжения 6, 10, 35 кВ и 0,35—0,3 при классе напряжения 110 кВ. Для алюминиевых обмоток относительная масса картона увеличивается в 2,4 раза.

Масса активной части, т. е. остова с обмотками и отводами (но без крышки), может быть приближенно определена по формуле

$$G_{а,ч} \approx 1{,}2\,(G_{пр} + G_{ст}).$$

Массу бака нетрудно определить по известной из теплового расчета поверхности бака и поверхности крышки с учетом толщины стенок, крышки и дна бака и плотности стали $\gamma_{ст} = 7850$ кг/м³. Масса охлаждающих труб находится по их общей длине и массе 1 м (см. табл. 9.7); масса радиаторов — по табл. 9.9 и 9.10.

Для определения массы масла необходимо знать внутренний объем $V_б$ гладкого бака и объем, занимаемый активной частью, $V_{а,ч}$. Для определения $V_{а,ч}$ можно воспользоваться приближенной формулой $V_{а,ч} = G_{а,ч}/\gamma_{а,ч}$, где средняя плотность активной части $\gamma_{а,ч} = 5500 \div 6000$ кг/м³ для трансформаторов с медными обмотками и $\gamma_{а,ч} = 5000 \div$

5500 кг/м^3 для трансформаторов с алюминиевыми обмотками.

Общую массу масла можно определить по формуле

$$G_{м} = 1{,}05\,[0{,}9\,(V_{б} - V_{а,ч}) + G_{м,эл}],$$

где 1,05 — коэффициент, учитывающий массу масла в расширителе; $G_{м,эл}$ — масса масла в элементах системы охлаждения: трубах или радиаторах.

Масса масла в трубах определяется по их общей длине и массе масла в 1 м (см. табл. 9.7), масса масла в радиаторах — по табл. 9.9 и 9.10. Объем расширителя обычно составляет около 0,1 общего объема масла.

9.9. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРА ТИПА ТМ-1600/35

В виду того, что суммарные потери короткого замыкания и холостого хода для двух вариантов расчета трансформатора с медными и алюминиевыми обмотками отличаются мало, полный тепловой расчет проводим только для варианта $I_М$ — с медными обмотками.

Тепловой расчет обмоток (по § 9.5). Внутренний перепад температуры:

обмотка НН по (9.9) и по рис. 9.9

$$\Theta_{01} = q_1\,\delta/\lambda_{из} = 839 \cdot 0{,}25 \cdot 10^{-3}/0{,}17 = 1{,}23\ °C,$$

где δ — толщина изоляции провода на одну сторону, $\delta = 0{,}25 \cdot 10^{-3}$ м; q — плотность теплового потока на поверхности обмотки; $\lambda_{из}$ — теплопроводность бумажной, пропитанной маслом изоляции провода по табл. 9.1,

$$\lambda_{из} = 0{,}17\ Вт/(м \cdot °C);$$

обмотка ВН по (9.9) и рис. 9.9

$$\Theta_{02} = 587 \cdot 0{,}25 \cdot 10^{-3}/0{,}17 = 0{,}86\ °C.$$

Перепад температуры на поверхности обмоток:
обмотка НН

$$\Theta_{0,м1} = k_1\,k_2\,k_3 \cdot 0{,}35\,q^{0{,}6} = 1{,}0 \cdot 1{,}1 \cdot 0{,}35 \cdot 0{,}85 \cdot 839^{0{,}6} = 18{,}59\ °C,$$

где $k_1 = 1{,}0$ для естественного масляного охлаждения; $k_2 = 1{,}1$ для внутренней обмотки НН; $k_3 = 0{,}85$ по табл. 9.3 для $h_к/a = 5/30$;
обмотка ВН

$$\Theta_{0,м2} = 1{,}0 \cdot 1{,}0 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}35 \cdot 587^{0{,}6} = 15{,}24\ °C,$$

где $k_1 = 1{,}0$ для естественного масляного охлаждения; $k_2 = 1{,}0$ для наружной обмотки; $k_3 = 0{,}95$ по табл. 9.3 для $h_к/a = 4{,}5/42$.

Полный средний перепад температуры от обмотки к маслу·
обмотка НН

$$\Theta_{о,м,ср} = \Theta_{о1} + \Theta_{о,м1} = 1,23 + 18,59 = 19,82\ ^{\circ}C;$$

обмотка ВН

$$\Theta_{о,м,ср} = \Theta_{о2} + \Theta_{о,м2} = 0,86 + 15,24 = 16,10\ ^{\circ}C.$$

Тепловой расчет бака (по § 9.6). По табл. 9.4 в соответствии с мощностью трансформатора выбираем конструкцию гладкого бака с

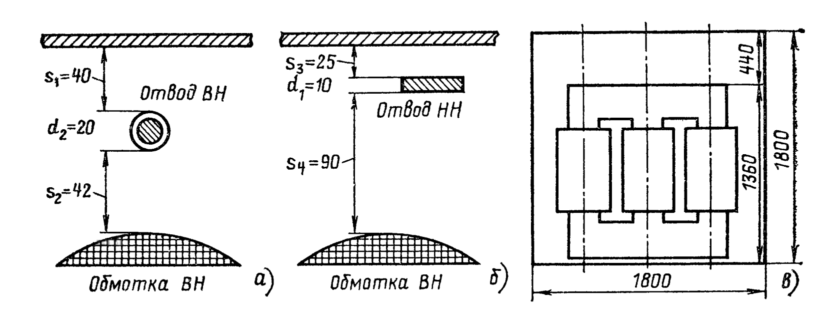


Рис. 9.18. Трансформатор типа ТМ-1600/35. Вариант $I_М$ — медные обмотки:

а и *б* — определение основных расстояний от обмотки ВН до стенки бака; *в* — размещение активной части трансформатора в баке

радиаторами и прямыми трубами по рис. 9.16. Минимальные внутренние размеры бака — по рис. 9.18, *а* и *б*.

Изоляционные расстояния отводов определяем до прессующей балки верхнего ярма и стенки бака. До окончательной разработки конструкции внешние габариты прессующих балок принимаем равными внешнему габариту обмотки ВН.

Минимальная ширина бака по рис. 9.18, *а*, *б*

$$B = D''_2 + \left(s_1 + s_2 + d_2 + s_3 + s_4 + d_1\right) \cdot 10^{-3}.$$

Изоляционные расстояния:

$s_1 = 40$ мм (для отвода $U_{исп} = 85$ кВ, покрытие 4 мм, расстояние до стенки бака по табл. 4.11);

$s_2 = 42$ мм (для отвода $U_{исп} = 85$ кВ, покрытие 4 мм, расстояние до прессующей балки ярма по табл. 4.11);

$s_3 = 25$ мм (для отвода $U_{исп} = 5$ кВ, без покрытия, расстояние до стенки бака по табл. 4.11);

$s_4 = 90$ мм (для отвода $U_{исп}$ = до 35 кВ, для обмотки $U_{исп} = 85$ кВ, отвод без покрытия по табл. 4.12).

Ширина бака

$$B = 0,49 + (40 + 42 + 20 + 25 + 90 + 10) \cdot 10^{-3} = 0,717 \text{ м}.$$

Принимаем $B=0,76$ м при центральном положении активной части трансформатора в баке.

Длина бака

$$A = 2C + B = 2 \cdot 0,52 + 0,76 = 1,800 \text{ м}.$$

Высота активной части

$$H_{а,ч} = 0,81 + 2 \cdot 0,25 + 0,05 = 1,36 \text{ м},$$

где высота стержня 0,81 м; высота ярма 0,25 м и толщина бруска между дном бака и нижним ярмом 0,05 м.

Принимаем расстояние от верхнего ярма до крышки бака при горизонтальном расположении над ярмом переключателя ответвлений обмотки ВН по табл. 9.5

$$H_{я,к} = 400 \text{ мм} = 0,4 \text{ м}.$$

Глубина бака

$$H_{б} = H_{а,ч} + H_{я,к} = 1,36 + 0,40 = 1,76 \text{ м}.$$

Для развития должной поверхности охлаждения целесообразно использовать радиаторы с прямыми трубами по рис. 9.16 с расстоянием между осями фланцев $A_{р}=1615$ мм (табл. 9.9), с поверхностью труб $П_{тр}=4,961$ м^2 и двух коллекторов $П_{к,к}=0,34$ м^2. Для установки этих радиаторов глубина бака должна быть принята

$$H_{б} = A_{р} + c_1 + c_2 = 1,615 + 0,085 + 0,100 = 1,800 \text{ м},$$

где c_1 и c_2 — расстояния осей фланцев радиатора от нижнего и верхнего срезов стенки бака по табл. 9.9.

Допустимое превышение средней температуры масла над температурой окружающего воздуха для наиболее нагретой обмотки НН

$$\Theta_{м,в} = 65 - 19,82 \approx 45 \text{ °C}.$$

Найденное среднее превышение может быть допущено, так как превышение температуры масла в верхних слоях в этом случае будет

$$\Theta_{м,в,в} = 1,2\Theta_{м,в} = 1,2 \cdot 0,45 = 54 \text{ °C} < 60 \text{ °C}.$$

Принимая предварительно перепад температуры на внутренней поверхности стенки бака $\Theta_{м,б}=5$ °C и запас 2 °C, находим среднее превышение температуры наружной стенки бака над температурой воздуха

$$\Theta_{б,в} = \Theta_{м,в} - \Theta_{м\,б} = 45 - 5 - 2 = 38 \text{ °C}.$$

Для выбранного размера бака рассчитываем поверхность конвекции гладкой стенки бака

$$П_{к,гл} = H_{б}\,[2\,(A - B) + \pi B] = 1,80\,[2\,(1,80 - 0,76) + \pi \cdot 0,76] = 8,045 \text{ м}^2.$$

Ориентировочная поверхность излучения бака с радиаторами по (9.35)

$$П_и = kП_{гл} = 1,5 \cdot 8,045 = 12,06 \text{ м}^2.$$

Ориентировочная необходимая поверхность конвекции для заданного значения $\Theta_{б,в}=38$ °C по (9.30)

$$П'_к = \frac{P_к + P_х}{2,5\Theta_{б,в}^{1,25}} - 1,12П_и = \frac{1,05(18\,000+3400)}{2,5 \cdot 38^{1,25}} - 1,12 \cdot 12,06 = 81,76 \text{ м}^2.$$

Поверхность конвекции составляется из:
поверхности гладкого бака $П_{к,гл}=8,045$ м²;
поверхности крышки бака

$$П_{к,кр} = 0,5\left[(A-B)(B+0,16) + \pi\frac{(B+0,16)^2}{4}\right] =$$

$$= 0,5\left[(1,80-0,76)(0,76+0,16) + \pi\frac{(0,76+0,16)^2}{4}\right] = 0,809 \text{ м}^2,$$

где 0,16 — удвоенная ширина верхней рамы бака; коэффициент 0,5 учитывает закрытие поверхности крышки вводами и арматурой.

Поверхность конвекции радиаторов

$$\Sigma П_{к,р} = 81,76 - 8,045 - 0,809 = 72,91 \text{ м}^2.$$

Поверхность конвекции радиатора, приведенная к поверхности гладкой стенки (табл. 9.6),

$$П_{к,р} = П_{тр} k_ф + П_{к,к} = 1,26 \cdot 4,961 + 0,34 = 6,59 \text{ м}^2.$$

Необходимое число радиаторов

$$n_р = \Sigma П_{к,р}/П_{к,р} = 72,91/6,59 \approx 11.$$

Принимаем 10 радиаторов с расположением по рис. 9.19.

Поверхность конвекции бака

$$П_к = \Sigma П_{к,р} + П_{к,гл} + П_{к,кр} = 10 \cdot 6,59 + 8,045 + 0,81 = 74,76 \approx$$
$$\approx 74,8 \text{ м}^2.$$

Поверхность излучения по рис. 9.19

$$П_и = 12,2 \text{ м}^2.$$

Определение превышений температуры масла и обмоток над температурой охлаждающего воздуха по § 9.7.

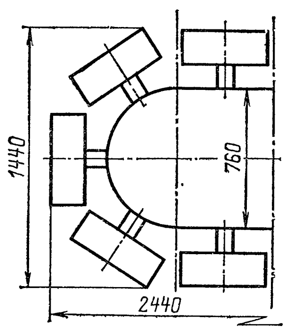


Рис. 9.19. Трансформатор типа ТМ-1600/35. Вариант $I_М$ — медные обмотки. Расположение радиаторов на стенке бака

Среднее превышение температуры наружной поверхности трубы над температурой воздуха по (9.49)

$$\Theta_{б,в} = \left[\frac{1,05\,(P_к + P_х)}{2,8П_и + 2,5П_к}\right]^{0,8} = \left[\frac{1,05\,(18\,000 + 3400)}{2,8\cdot 12,2 + 2,5\cdot 74,76}\right]^{0,8} = 38,8\ °C.$$

Среднее превышение температуры масла вблизи стенки над температурой внутренней поверхности стенки трубы по (9.50)

$$\Theta_{м,б} = 0,165\left[\frac{1,05\,(P_к + P_х)}{\Sigma П_р + П_{к,гл} + 0,5П_{кр}}\right]^{0,6} =$$

$$= 0,165\left[\frac{1,05\,(18\,000 + 3400)}{10\cdot 4,961 + 8,045 + 0,81}\right]^{0,6} = 5,69 \approx 5,7\ °C.$$

Превышение средней температуры масла над температурой воздуха

$$\Theta_{м\,в} = \Theta_{м,б} + \Theta_{б,в} = 5,7 + 38,8 = 44,5\ °C.$$

Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой воздуха

$$\Theta_{м,в,в} = k\Theta_{м,в} = 1,2\cdot 44,5 = 53,4\ °C < 60\ °C.$$

Превышение средней температуры обмоток над температурой воздуха:

НН $\Theta_{о,в1} = 1,23 + 18,59 + 44,5 = 64,32\ °C < 65\ °C$;

ВН $\Theta_{о,в2} = 0,86 + 15,24 + 44,5 = 60,6\ °C < 65\ °C$;

Превышения температуры масла в верхних слоях $\Theta_{м,в,в} < 60\ °C$ и обмоток $\Theta_{о,в} < 65\ °C$ лежат в пределах допустимого нагрева по ГОСТ 11677-85.

Вариант $II_А$. Трансформатор ТМ-1600/35 с алюминиевыми обмотками. Для этого варианта проводим только расчет превышений температуры обмоток над температурой масла.

В обмотке НН многослойной цилиндрической из алюминиевой ленты с прослойками между витками из кабельной бумаги возникает внутренний перепад температуры, определяемый по (9.10).

Потери в единице объема обмотки по (9.16а)

$$p_1 = \frac{3,44 J^2 ab}{(a' + \delta_{мс})\,b'}\,10^{-8},$$

где для обмотки из алюминиевой ленты, не имеющей изоляции непосредственно на витках

$$a = a' = 0,8\cdot 10^{-3}\ м; \quad b/b' = 1,0; \quad \delta_{мс} = 0,12\cdot 10^{-3}\ м,$$

$$p_1 = \frac{3,44\cdot 1,946^2\cdot 10^{12}\cdot 0,8\cdot 10^{-3}\cdot 1}{(0,8 + 0,12)\cdot 10^{-3}\cdot 10^8} = 113\,200\ Вт/м^3.$$

Средняя теплопроводность обмотки НН по (9.17)

$$\lambda_{ср} = \frac{\lambda\lambda_{мс}(a' + \delta_{мс})}{\lambda\delta_{мс} + \lambda_{мс} a'} = \frac{\lambda_{мс}(a' + \delta_{мс})}{\delta_{мс} + \dfrac{\lambda_{мс}}{\lambda} a'} .$$

Поскольку по табл. 9.1 для междуслойной изоляции (кабельная бумага в масле) $\lambda_{мс}=0{,}17$ Вт/(м·°С), а теплопроводность неизолированной алюминиевой ленты $\lambda=226$ Вт/(м·°С), вторым слагаемым в знаменателе выражения $\lambda_{ср}$ можно пренебречь. Тогда

$$\lambda_{ср} = 0{,}17\,(0{,}8 + 0{,}12)/0{,}12 = 1{,}3 \text{ Вт/(м·°С)}.$$

Полный внутренний перепад температуры в обмотке НН

$$\Theta_о = \frac{pa^2}{8\lambda_{ср}} = \frac{113\,200 \cdot 0{,}012^2}{8 \cdot 1{,}3} = 1{,}57\ °С.$$

Средний внутренний перепад

$$\Theta_{о1} = (2/3) \cdot 1{,}57 = 1{,}05\ °С.$$

Для обмотки ВН

$$p_2 = \frac{3{,}44 \cdot 1{,}963^2 \cdot 10^{12} \cdot 2{,}8 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 10^{-3}}{(3{,}3 + 0{,}96) \cdot 5{,}5 \cdot 10^{-6}}\, 10^{-8} = 79\,200 \text{ Вт/м}^3,$$

где $a=2{,}8$ мм; $a'=3{,}3$ мм; $b=5{,}0$ мм; $b'=5{,}5$ мм; $\delta_{мс}=0{,}12 \cdot 8=0{,}96$ мм;

$$\lambda = \lambda_{из} \frac{ba'}{2\delta b'} = 0{,}17 \frac{5 \cdot 3{,}3}{2 \cdot 0{,}25 \cdot 5{,}5} = 1{,}02 \text{ Вт/(м·°С)};$$

$$\lambda_{ср} = \frac{1{,}02 \cdot 0{,}17\,(2{,}8 + 0{,}96)}{1{,}02 \cdot 0{,}96 + 0{,}17 \cdot 3{,}3} = 0{,}423 \text{ Вт/(м·°С)}.$$

Полный внутренний перепад температуры в обмотке ВН

$$\Theta_{о2} = 79\,200 \cdot 0{,}0208^2/(8 \cdot 0{,}423) = 10{,}12\ °С,$$

где 0,0208 — радиальный размер внешней катушки $Г$ обмотки ВН. Средний внутренний перепад $\Theta_{о2}= (2/3) \cdot 10{,}12=6{,}75$ °С.

Перепад температуры на поверхности обмоток по (9.19):

обмотка НН

$$\Theta_{о,м} = 0{,}285 \cdot 1111^{0,6} = 19{,}15\ °С;$$

обмотка ВН

$$\Theta_{о,м} = 0{,}285 \cdot 908^{0,6} = 16{,}65\ °С.$$

Плотность теплового потока на поверхности обмотки ВН

$$q = P_{к2}/П_{охл} = 10\,645/11{,}73 = 907{,}5 \text{ Вт/м}^2.$$

Превышения средней температуры обмоток над температурой масла:

обмотка НН

$$\Theta_{о,м1} = 1{,}05 + 19{,}15 = 20{,}2\ °С;$$

обмотка ВН

$$\Theta_{о,м2} = 6{,}75 + 16{,}95 = 23{,}7\ °С.$$

Глава десятая

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

10.1. ПРИМЕР РАСЧЕТА ТРЕХФАЗНОГО ДВУХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТИПА ТРД-16 000/35, 16 000 кВ·А, ПБВ, С МАСЛЯНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ И ДУТЬЕМ

Задание на расчет трансформатора

Рассчитать трехфазный понижающий трансформатор со следующими данными: номинальная мощность $S=16\,000$ кВ·А; обмотка НН расщеплена по мощности на две группы, мощность каждой группы 8000 кВ·А; число фаз $m=3$; частота $f=50$ Гц; напряжение обмотки ВН: $U_2=38\,500\pm2\times2{,}5$ % В; напряжение обмотки НН: $U_1=10\,500$ В (каждой группы); схема и группа соединения обмоток У/Д—Д—11—11. Способ охлаждения — естественное масляное с дутьем; характер нагрузки — длительная. Установка наружная.

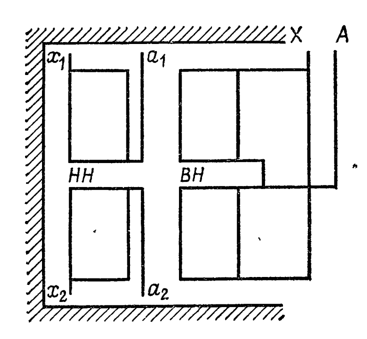


Рис. 10.1. Трансформатор ТРД-16000/35. Схема расположения обмоток на стержне трансформатора

Переключение ответвлений без возбуждения (ПБВ). Схема расположения обмоток на стержне — на рис. 10.1. Трансформатор должен соответствовать требованиям ГОСТ 11677-85.

Параметры трансформатора: напряжение короткого замыкания $u_к=8{,}0$ %, потери короткого замыкания $P_к=90\,000$ Вт; потери холостого хода $P_х=21\,000$ Вт; ток холостого хода $i_0=0{,}6$ %.

Расчет основных электрических величин и определение изоляционных расстояний

Расчет проводится для трехфазного трансформатора с плоской шихтованной магнитной системой, с концентрическими обмотками из алюминиевого провода.

Определение основных электрических величин по § 3.2. Мощность одной фазы и одного стержня

$$S_ф=S'=16\,000/3=5333 \text{ кВ·А}.$$

Номинальные токи:

на стороне ВН

$$I_2 = 16\,000 \cdot 10^3 / \left(\sqrt{3} \cdot 38\,500\right) = 240\ \text{А};$$

на стороне НН

$$I_1 = 16\,000 \cdot 10^3 / \left(2\sqrt{3} \cdot 10\,500\right) = 420\ \text{А}.$$

При параллельном соединении двух групп расщепленной обмотки НН мощность трансформатора составляет 16 000 кВ·А. Каждая группа может работать на изолированную систему мощностью 8000 кВ·А.

Фазные токи:

ВН $I_{ф2}=240$ А;

НН (группы) $I_{ф1}=420/\sqrt{3}=254$ А.

Фазные напряжения:

ВН $U_{ф2}=38\,500/\sqrt{3}=22\,200$ В;

НН $U_{ф1}=10\,500$ В.

Испытательные напряжения (см. табл. 4.1): обмотки НН $U_{исп2}=$ $=85$ кВ; обмотки НН $U_{исп1}=35$ кВ.

По табл. 5.8 выбираем тип обмоток: обмотка ВН при напряжении 38,5 кВ и токе 240 А — катушечная непрерывная; обмотка НН при напряжении 10,5 кВ и токе 254 А — также катушечная непрерывная.

Для испытательного напряжения обмотки ВН $U_{исп2}=85$ кВ по табл. 4.5 находим изоляционные расстояния (см. рис. 4.5) $a_{12}=30$ мм; $l'_{02}=80$ мм; l''_{02} принимаем увеличенным на 60 мм для размещения прессующих колец (см. прим. 2 к табл. 4.5); таким образом, $l''_{02}=$ $=140$ мм; $a_{22}=30$ мм.

Для испытательного напряжения обмотки НН $U_{исп1}=35$ кВ по табл. 4.4 найдем $a'_{01}=17{,}5$ мм. С учетом размещения в этом канале внутренних отводов расщепленной обмотки НН (примерно 25 мм) примем $a_{01}=40$ мм.

Определение исходных данных расчета. Мощность обмоток одного стержня $S'=5333$ кВ·А.

Ширина приведенного канала рассеяния

$$a_р = a_{12} + (a_1 + a_2)/3;$$

$(a_1+a_2)/3=1{,}25\ k\sqrt[4]{S'}\cdot 10^{-2}=1{,}25\cdot 0.48\sqrt[4]{5333}\cdot 10^{-2}=0{,}0512$ м (см. табл. 3.3, прим. 1); $a_р=0{,}03+0{,}0512=0{,}0812$ м.

Активная составляющая напряжения короткого замыкания

$$u_а = P_к/(10S) = 90\,000/(10 \cdot 16\,000) = 0{,}5625\ \%.$$

Реактивная составляющая

$$u_р = \sqrt{8{,}0^2 - 0{,}5625^2} = 7{,}98\%.$$

Согласно указаниям § 2.3 выбираем трехфазную стержневую шихтованную магнитную систему с косыми стыками на крайних стержнях

и комбинированными «полукосыми» на среднем стержне по рис. 2.17, *в*. Прессовка стержней бандажами из стеклоленты — по рис. 2.18, *б* и ярм — стальными балками по рис. 2.21, *а*. Материал магнитной системы — холоднокатаная текстурованная рулонная сталь марки 3404 толщиной 0,35 мм. Цена 1 кг 0,833 руб. Индукция в стержне $B_с = 1{,}60$ Тл (по табл. 2.4). В сечении стержня 14 ступеней, коэффициент заполнения круга $k_{кр} = 0{,}927$ (см. табл. 2.5), изоляция пластин — нагревостойкое изоляционное покрытие, $k_з = 0{,}97$ (табл. 2.3). Коэффициент заполнения сталью $k_с = k_{кр} k_з = 0{,}927 \cdot 0{,}97 = 0{,}899$. Ярмо многоступенчатое, число ступеней 11, коэффициент усиления ярма $k_я = 1{,}015$ (см. табл. 8.7). Индукция в ярме $B_я = 1{,}6/1{,}015 = 1{,}576$ Тл. Число зазоров в магнитной системе на косом стыке 6, на прямом 2. Индукция в зазоре на прямом стыке $B''_з = 1{,}60$ Тл, на косом стыке $B''_з = B_с/\sqrt{2} = 1{,}60/\sqrt{2} = 1{,}132$ Тл.

Удельные потери в стали $p_с = 1{,}295$ Вт/кг; $p_я = 1{,}242$ Вт/кг. Удельная намагничивающая мощность $q_с = 1{,}795$ В·А/кг; $q_я = 1{,}655$ В·А/кг; для зазоров на прямых стыках $q''_з = 23\,500$ В·А/м², для зазора на косых стыках $q'_з = 3000$ В·А/м² (табл. 8.10, 8.17).

Расстояние обмотки ВН от нижнего ярма $l'_0 = 80$ мм, от верхнего ярма при наличии прессующего кольца $l''_0 = 140$ мм.

По табл. 3.6 находим коэффициент, учитывающий отношение потерь в обмотках к потерям короткого замыкания $k_д = 0{,}82$ и по табл. 3.4 и 3.5 — постоянные коэффициенты для алюминиевых обмоток $a = 1{,}06 \cdot 1{,}40 = 1{,}484$ и $b = 1{,}25 \cdot 0{,}31 = 0{,}388$. Принимаем $k_р = 0{,}95$.

Расчет основных коэффициентов. По (3.30), (3.36), (3.43), (3.44), (3.52) и (3.65) находим коэффициенты

$$A = 0{,}507 \sqrt[4]{\frac{S' a_р k_р}{f u_р B_с^2 k_с^2}} = 0{,}507 \sqrt[4]{\frac{5333 \cdot 0{,}0812 \cdot 0{,}95}{50 \cdot 7{,}98 \cdot 1{,}6^2 \cdot 0{,}899^2}} = 0{,}426;$$

$$A_1 = 5{,}633 \cdot 10^4 k_с A^3 a = 5{,}633 \cdot 10^4 \cdot 0{,}899 \cdot 0{,}426^3 \cdot 1{,}484 = 5809{,}8 \text{ кг};$$

$$A_2 = 3{,}605 \cdot 10^4 k_с A^2 l_0 = 3{,}605 \cdot 10^4 \cdot 0{,}899 \cdot 0{,}426^2 \cdot 0{,}11 = 646{,}96 \text{ кг};$$

$$B_1 = 2{,}40 \cdot 10^4 k_с k_я A^3 (a + b + e) = 2{,}4 \cdot 10^4 \cdot 0{,}899 \cdot 1{,}015 \cdot 0{,}426^3 (1{,}484 + 0{,}388 + 0{,}41) = 3863{,}5 \text{ кг};$$

$$B_2 = 2{,}40 \cdot 10^4 k_с k_я A^2 (a_{12} + a_{22}) = 2{,}4 \cdot 10^4 \cdot 0{,}899 \cdot 1{,}015 \cdot 0{,}426^2 (0{,}03 + 0{,}03) = 234{,}93 \text{ кг};$$

$$C_1 = \frac{1{,}2 \cdot 10^{-2} S a^2}{k_д k_с^2 B_с^2 u_а A^2} = \frac{1{,}2 \cdot 10^{-2} \cdot 16\,000 \cdot 1{,}484^2}{0{,}82 \cdot 0{,}899^2 \cdot 1{,}60^2 \cdot 0{,}5625 \cdot 0{,}426^2} = 2441{,}48 \text{ кг};$$

$$M = 0{,}156 \cdot 10^{-6} k_{к,з}^2 k_д k_р \frac{P_к}{aA} = 0{,}156 \cdot 10^{-6} \cdot 31{,}75^2 \cdot 0{,}82 \times$$

$$\times 0,95 \frac{90\,000}{1,484 \cdot 0,426} = 17,44 \text{ МПа};$$

$$k_{к.з} = 1,41 \frac{100}{u_к} \left(1 + e^{-\pi u_а/u_р}\right) = 1,41 \frac{100}{8,0} \left(1 + e^{-\pi \cdot 0,5625/7,98}\right) = $$
$$= 31,75.$$

Минимальная стоимость активной части трансформатора имеет место при условиях, определяемых уравнением (3.55). Для рассчитываемого трансформатора

$$B = \frac{2\,(A_2 + B_2)}{3B_1} = \frac{2}{3} \frac{(646,96 + 234,93)}{3863,5} = 0,152;$$

$$k_{о,с} = 2,56 \text{ (табл. 3.7)};$$

$$C = A_1/(3B_1) = 5809,8/(3 \cdot 3863,5) = 0,501; \quad k_{и,р} = 1,13;$$

$$D = \frac{2}{3} \frac{C_1}{B_1} k_{о,с}\, k_{и,р} = \frac{2}{3} \frac{2441,48}{3863,5} 2,56 \cdot 1,13 = 1,219;$$

$$x^5 + 0,152x^4 - 0,501x - 1,219 = 0.$$

Решение этого уравнения дает значение $\beta = 1,435$, соответствующее минимальной стоимости активной части.

По (3.61) и (3.66) находим предельные значения β по допустимой плотности тока J

$$x_J = 2,7 \sqrt[4]{\frac{12,75 \cdot 2441,48}{0,82 \cdot 90\,000}} = 1,754; \qquad \beta_J = 1,754^4 = 9,465$$

[по 3.61)].

Значение β_J лежит за пределами обычно принимаемых значений. Масса одного угла магнитной системы по (3.45)

$$G_у = 0,492 \cdot 10^4\, k_с\, k_я\, A^3 x^3 = 0,492 \cdot 10^4 \cdot 0,899 \cdot 1,015 \cdot 0,426^3 x^3 =$$
$$= 347,07\ x^3.$$

Активное сечение стержня по (3.59)

$$П_с = 0,785 k_с A^2 x^2 = 0,785 \cdot 0,899 \cdot 0,426^2 x^2 = 0,1280 x^2.$$

Площадь зазора на прямом стыке $П_з'' = П_с = 0,1280\ x^2$; площадь зазора на косом стыке

$$П_з' = П_с \sqrt{2} = 0,1280 \sqrt{2}\, x^2 = 0,1811\, x^2.$$

Для магнитной системы по рис. 2.17, *в* по формуле (8.33) потери холостого хода с учетом табл. 8.10, 8.13 и 8.14

$$P_х = k_{п,д}\, p_с\, (G_с + 0,5 k_{п,у}\, G_у) + k_{п,д}\, p_я\, (G_я - 6G_у + 0,5 k_{п,у}\, G_у) =$$
$$= 1,2 \cdot 1,295\, (G_с + 0,5 \cdot 9,38 G_у) + 1,2 \cdot 1,242\, (G_я - 6G_у +$$
$$+ 0,5 \cdot 9,38 G_у) = 1,554 G_с + 1,491 G_я + 5,336 G_у.$$

β	1,0	1,4	1,8	2,2	2,6	3,0
$x = \sqrt[4]{\beta}$	1,0	1,088	1,158	1,218	1,27	1,316
$x^2 = \sqrt[4]{\beta^2}$	1,0	1,183	1,342	1,484	1,612	1,732
$x^3 = \sqrt[4]{\beta^3}$	1,0	1,287	1,554	1,806	2,048	2,28
$A_1/x = 5809/x$	5809,8	5350,5	5020,8	4770,5	4580,6	4420,4
$A_2x^2 = 646{,}96\ x^2$	646,96	765,2	870,3	960,4	1042,5	1122,6
$G_c = \frac{A_1}{x} + A_2x^2$	6456,76	6115,7	5891,1	5730,9	5623,1	5543,0
$B_1x^3 = 3863{,}5\ x^3$	3863,5	4955,6	5998,5	6950,9	7900	8780,5
$B_2x^2 = 234{,}93\ x^2$	234,93	278,2	315,5	348,5	379,0	406,5
$G_я = B_1x^3 + B_2x^2$	4090,43	5233,8	6314,0	7298,6	8279,0	9187,0
$G_{ст} = G_c + G_я$	10 547,19	11 349,5	12 205,1	13 029,5	13 902,1	14 730
$G_у = 347{,}07\ x^3$	347,07	445,4	539,5	627,6	710,0	793,5

$1,554\ G_с$	10 060	9485	9150	8920	8730	8600
$1,491\ G_я$	6100	7780	9420	10 880	12 350	13 700
$5,336\ G_у$	1852	2380	2875	3350	3785	4248
$P_х$	18 012	19 645	21 445	23 150	24 865	26 548
$П_с = 0,128\ x^2$	0,128	0,1512	0,172	0,190	0,206	0,222
$2,45\ G_с$	15 850	15 000	14 420	14 050	13 780	13 600
$2,284\ G_я$	9350	11 970	14 410	16 620	18 920	21 000
$86,26\ G_у$	29 900	38 450	46 500	54 250	61 200	68 400
$10\,667,2\ x^2$	10 667,2	12 650,5	14 350,0	15 842,2	17 220,0	18 500,0
$Q_х$	65 767,2	78 070,5	89 680,0	100 762,0	111 120,0	121 500,0
i_0,%	0,41	0,49	0,56	0,63	0,695	0,76
$G_0 = \frac{C_1}{x^2} = \frac{2441,8}{x^2}$	2441,48	2064,5	1825,1	1652,0	1510,8	1413,5
$1,03\ G_0$	2518,0	2130,6	1881,6	1702,0	1568,5	1455,7
$G_{пр} = 1,1 \cdot 1,03\ G_0$	2770	2342,0	2065,5	1871,8	1725,0	1600,5
$k_{о,с}\,G_{пр} = 2,566\ G_{пр}$	7100,5	6005,5	5284,6	4800,5	4430,0	4100,5

Продолжение табл 10 1

β	1,0	1,4	1,8	2,2	2,6	3,0
$C'_{а,ч} = k_{о,с} G_{пр} + G_{ст}$	17 647,69	17 355,0	17 489,7	17 830,0	18 332,1	18 830,5
$J = \sqrt{\frac{0,82 \cdot 90\,000}{12,75 \cdot 69}}\ 10^6$	1,545	1,672	1,785	1,875	1,95	2,03
$\sigma_р = Mx^3 = 17,44\ x^3$	17,44	22,45	27,20	31,56	35,5	39,82
$d = Ax = 0,426\ x$	0,426	0,464	0,493	0,528	0,540	0,561
$d_{12} = ad = 1 \cdot 484\ d$	0,633	0,687	0,732	0,784	0,800	0,833
$l = \pi d_{12}/\beta$	1,99	1,545	1,28	1,12	0,965	0,870
$C = d_{12} + a_{12} + bd + a_{22}$	0,858	0,927	0,983	0,997	1,069	1,111

Намагничивающая мощность по (8.44) с учетом табл. 8.17 и 8.20

$$Q_х = k'_{т,д} k''_{т,д} q_с (G_с + 0{,}5k_{т,у} k_{т,пл} G_у) + k'_{т,д} k''_{т,д} q_я (G_я - 6G_у + 0{,}5k_{т,у} k_{т,пл} G_у) + k''_{т,д} \Sigma q_з n_з П_з = 1{,}2 \cdot 1{,}15 \cdot 1{,}775 (G_с + 0{,}5 \cdot 35{,}2 \cdot 1{,}2G_у) + 1{,}2 \cdot 1{,}15 \cdot 1{,}655 (G_я - 6G_у + 0{,}5 \cdot 35{,}2 \cdot 1{,}2G_у) + 1{,}15 \cdot 3000 \cdot 6 \cdot 0{,}1811x^2 + 1{,}15 \cdot 23\,500 \cdot 2 \cdot 0{,}1280x^2 = 2{,}45G_с + 2{,}284\,G_я + 86{,}26G_у + 10667{,}2x^2.$$

Далее определяем основные размеры трансформатора

$$d = Ax; \quad d_{12} = aAx; \quad l = \pi d_{12}/\beta;$$

$$2a_2 = bd; \quad C = d_{12} + a_{12} + 2a_2 + a_{22}.$$

Весь дальнейший расчет, начиная с определения массы стали магнитной системы, для шести различных значений β (от 1 до 3) проводится в форме табл. 10.1.

Результаты расчетов, приведенные в табл. 10.1, показаны в виде графиков на рис. 10.2.

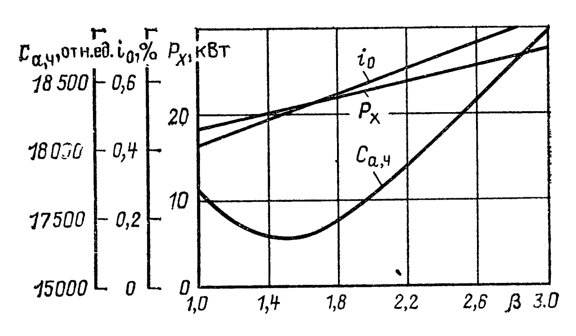


Рис. 10.2. Трансформатор ТРД-16000/35. Зависимость $P_х$, i_0 и $C_{а,ч}$ от β

Предельные значения β для заданных потерь холостого хода $P_х = 21\,000$ Вт, $\beta \leqslant 1{,}7$. Предельное значение β для заданного тока холостого хода $i_0 = 0{,}6$ % составляет $\beta \leqslant 2{,}12$. Ранее были установлены предельные значения, ограниченные плотностью тока, $\beta \leqslant 9{,}465$.

С учетом заданных критериев выбираем значение $\beta = 1{,}6$; соответствующее ему значение d по шкале нормализованных диаметров составляет 0,480 м. В этом случае стоимость активной части отличается от минимального значения не более чем на 1 %, а потери и ток холостого хода оказываются ниже заданного значения.

Определение основных размеров (по § 3.6). Диаметр стержня

$$d = A \sqrt[4]{\beta} = 0{,}426 \sqrt[4]{1{,}6} = 0{,}48 \text{ м}.$$

Средний диаметр обмоток НН и ВН

$$d_{12} = 1,484 \cdot 0,48 = 0,713 \text{ м}.$$

Ориентировочная высота обмоток

$$l = \pi \cdot 0,713/1,6 = 1,40 \text{ м}.$$

Активное сечение стержня по табл. 8.7

$$\Pi_{\text{с}} = 0,97 \cdot 1688,9 \cdot 10^{-4} = 0,1635 \text{ м}^2.$$

Напряжение одного витка предварительно

$$u_{\text{в}} = 4,44 \cdot 50 \cdot 1,6 \cdot 0,1635 = 58,15 \text{ В}.$$

Число витков в обмотке НН

$$w_1 = 10\,500/58,15 = 180,7, \text{ принимаем 181 виток}.$$

Уточнение напряжения одного витка

$$u_{\text{в}} = 10\,500/181 = 58,05 \text{ В}.$$

Средняя плотность тока в обмотках

$$J_{\text{ср}} = 0,463 \cdot 0,82 \frac{90\,000 \cdot 58,05 \cdot 10^6}{16\,000 \cdot 0,713} = 1,74 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2.$$

Расчет обмотки НН (по § 6.3)

Ориентировочное сечение витка, м^2,

$$\Pi'_{\text{в}} = 254 \cdot 10^{-6}/1,74 = 146 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

По табл. 5.8 по мощности одной группы расщепленной обмотки $S'/2 = 2666,5$ кВ·А, номинальному току группы $I_1 = 254$ А и напряжению 10,5 кВ выбираем непрерывную катушечную обмотку из прямоугольного алюминиевого провода.

По сечению витка по табл. 5.2 выбираем четыре параллельных провода АПБ сечением 37,14 мм^2

$$\text{АПБ } 4 \times \frac{9,5 \times 4,0}{10,0 \times 4,5}, \text{ изоляция } 0,45 \approx 0,5 \text{ мм на две стороны}.$$

Сечение витка $\Pi_1 = 4 \cdot 37,14 \cdot 10^{-6} = 148,56 \cdot 10^{-6}$ м^2;

$$J_2 = 254,0 \cdot 10^6/148,56 = 1,7 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2.$$

Канал между катушками принимаем предварительно 5 мм; между группами расщепленной обмотки НН $h_{\text{кр}} = 20$ мм.

Предварительно определяем число катушек обмотки по (6.63) для одной группы

$$n_{\text{кат1}} = (1400/2 - 20)/(10 + 5) = 680/15 = 45.$$

Число витков в катушке ориентировочно по (6.65)

$$w_{\text{кат}} = 181/45 = 4,02.$$

После предварительного распределения витков в катушках обмотки и согласования размеров обмотки НН с размерами обмотки ВН принимаем следующую структуру расщепленной обмотки НН.

Обмотка НН состоит из двух групп левой и правой намотки. Каждая группа наматывается на цилиндре из электроизоляционного картона с размерами ⌀490/502×1500 мм на 16 рейках с прокладками

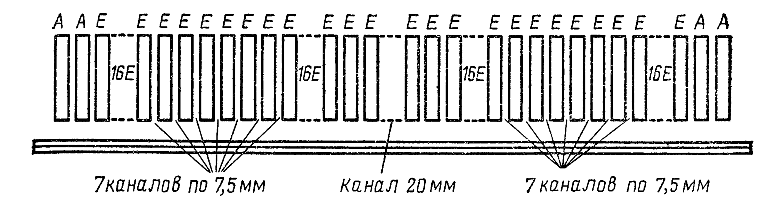


Рис. 10.3. Трансформатор ТРД-16000/35. Расположение катушек и радиальных каналов в обмотке НН. Все неуказанные каналы по 5 мм

между катушками шириной по 50 мм (по § 5.2). Осевой размер обмотки $l_1 = 1{,}40$ м.

Распределение витков по катушкам в каждой группе:

$$2 \text{ катушки } А \text{ по } 3\,\frac{14}{16} \text{ витка}$$

$$44 \text{ катушки } Б \text{ по } 3\,\frac{15}{16} \text{ витка}$$

Всего 46 катушек, 181 виток

Расположение катушек на стержне и размеры радиальных каналов приняты по рис. 10.3.

Осевой размер обмотки

$$l_1 = \Sigma h_{\text{кат}} + k\Sigma h_{\text{к}} = \{2\,[46\cdot 10{,}0 + (38\cdot 5{,}0 + 7\cdot 7{,}5)\cdot 0{,}95] + 0{,}95\cdot 20{,}0\}\cdot 10^{-3} = 1{,}40 \text{ м}.$$

Радиальный размер обмотки

$$a_1 = 4\cdot 4\cdot 4{,}5\cdot 10^{-3} = 0{,}072 \text{ м}.$$

Внутренний диаметр обмотки

$$D_1' = 0{,}48 + 2\cdot 0{,}04 = 0{,}56 \text{ м}.$$

Наружный диаметр обмотки

$$D_1'' = 0{,}56 + 2\cdot 0{,}072 = 0{,}704 \text{ м}.$$

Масса металла обмотки (группы) по (7.7)

$$G_{01} = 8{,}47\cdot 10^3\cdot 3\cdot 0{,}632\cdot 181\cdot 148{,}56\cdot 10^{-6} = 432{,}0 \text{ кг}.$$

Масса провода (табл. 5.5)

$$G_{пр1} = 1{,}050 \cdot 432 = 453 \text{ кг}.$$

Масса провода обмотки НН

$$G_{прНН} = 2 \cdot 453 = 906 \text{ кг}.$$

Расчет обмотки ВН (по § 6.3)

Выбираем схему регулирования, аналогичную рис. 6.6, *г*, с выводом концов всех трех фаз обмотки к одному трехфазному переключателю. Контакты переключателя рассчитываются на рабочий ток 120 А. Наибольшее напряжение между контактами переключателя в одной фазе:

рабочее $\frac{10}{\sqrt{3}}\%\ U_2$, т. е. 2220 В;

испытательное $2\frac{10}{\sqrt{3}}\%\ U_2$, т. е. 4440 В.

Для получения на стороне ВН различных напряжений необходимо соединить:

Напряжение, В	Ответвления обмотки		
40 425	A_2A_3	B_2B_3	C_2C_3
39 462,5	A_3A_4	B_3B_4	C_3C_4
38 500	A_4A_5	B_4B_5	C_4C_5
37 537,5	A_5A_6	B_5B_6	C_5C_6
36 575	A_6A_7	B_6B_7	C_6C_7

Число витков в обмотке ВН при номинальном напряжении

$$w_{н2} = w_1 \frac{U_{ф2}}{U_{ф1}} = 181 \cdot \frac{22\,200}{10\,500} = 384.$$

Число витков на одной ступени регулирования

$$w_р = \Delta U / \left(\sqrt{3}\, u_в\right) = 38\,500 \cdot 0{,}025 / \left(\sqrt{3} \cdot 58{,}05\right) = 9{,}55 \approx 10.$$

Напряжение, В	Число витков на ответвлениях
40 425	$384 + 2 \cdot 10 = 404$
39 462,5	$384 + 10 = 394$
38 500	384
37 537,5	$384 - 10 = 374$
36 575	$384 - 2 \cdot 10 = 364$

Ориентировочная плотность тока

$$J_2' = 2J_{ср} - J_1 = 2 \cdot 1{,}74 \cdot 10^6 - 1{,}71 \cdot 10^6 = 1{,}77 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2.$$

Обмотка ВН состоит из двух симметричных параллельных ветвей, обеспечивающих работу каждой из групп обмотки НН на свою нагрузку.

В двух верхних и двух нижних катушках каждой из ветвей применяется провод с усиленной изоляцией 1,35 (1,50) мм.

Ориентировочное сечение витка

$$П'_2 = \frac{I_2}{2J'_2} 10^6 = \frac{240}{2 \cdot 1,77 \cdot 10^6} 10^{-6} = 68 \text{ мм}^2.$$

По табл. 5.8 выбираем непрерывную катушечную обмотку ($S = 16\,000$ кВ·А; $I_2 = 240$ А; $U_{н2} = 38\,500$ В; $П'_2 = 68$ мм²).

По сортаменту алюминиевого провода (табл. 5.2) выбираем провод марки АПБ

$$\text{АПБ } 2 \times \frac{3,75 \times 9,0}{4,25 \times 9,5} \text{ с сечением } П''_2 = 32,89 \text{ мм}^2.$$

Полное сечение витка

$$П_2 = 2 \cdot 32,89 \cdot 10^{-6} = 65,78 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Плотность тока

$$J_2 = \frac{120}{65,78} 10^6 = 1,825 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2.$$

При $J = 1,825 \cdot 10^6$ А/м² и $b = 9$ мм по графикам рис. 5.34, *б* находим $q = 700$ Вт/м². Это значение q получено для катушек, имеющих четыре охлаждаемые маслом поверхности. Для сдвоенных катушек q увеличивается примерно в 1,5 раза. Принимаем конструкцию обмотки со сдвоенными катушками. В сдвоенных катушках две шайбы по 0,5 мм. Между двойными катушками каналы по 5 мм. Две крайние катушки вверху и внизу отделены каналами по 7,5 мм (см. табл. 4.10), Схема регулирования по рис. 6.6, *г*; канал в месте разрыва обмотки $h_{кр} = 12,5$ мм (табл. 4.9), канал между группами обмотки ВН — 30 мм.

Размер провода в катушках с усиленной изоляцией 5,25×10,5 мм.

Осевой размер основных катушек $b' = 9,5$ мм.

Число катушек обмотки ВН в одной группе ориентировочно по (6.63)

$$n_{кат2} = \frac{2\,(1,40/2 - 0,03) \cdot 10^3}{2 \cdot 9,5 + 5,0 + 1,0} = 53,8 \approx 54.$$

Поскольку необходимо сделать несколько увеличенных каналов, принимаем 52 катушки в каждой группе.

Число витков в катушке (ориентировочно)

$$w_{кат2} = 404/52 = 7,75.$$

Общее распределение витков между катушками

4 катушки с усиленной изоляцией Г по $6\frac{12}{16}$ витка 27

40 основных катушек:
- 8 катушек *Д* по $8\frac{13}{16}$ витка $70\frac{8}{16}$
- 12 катушек *Е* по $8\frac{14}{16}$ витка $106\frac{8}{16}$
- 20 катушек *К* по 8 витков 160

8 регулировочных катушек *Н* по 5 витков 40

Всего 52 катушки 404

Расположение катушек на стержне и размеры радиальных каналов приняты по рис. 10.4.

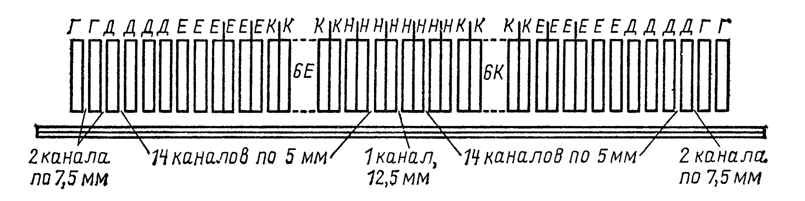


Рис. 10.4. Трансформатор ТРД-16000/35. Расположение катушек и радиальных каналов в обмотке ВН (одна группа)

Осевой размер обмотки

$$l_2 = \Sigma h_{\text{кат}} + k_1 \Sigma h_{\text{к}} = \{[4\cdot 10{,}5 + 48\cdot 9{,}5 + (4\cdot 7{,}5 + 28\cdot 5{,}0 + 18\cdot 1{,}0 + 1\cdot 12{,}5)\cdot 0{,}94\cdot 2 + 30\cdot 0{,}94\}\cdot 10^{-3} = 1{,}4 \text{ м}.$$

По испытательному напряжению $U_{\text{исп}}=85$ кВ и мощности $S=16\,000$ кВ·А по табл. 4.5 находим:

Канал между обмотками ВН и НН a_{12}, мм	30
Толщина цилиндра δ_{12}, мм	6
Выступ цилиндра за высоту обмотки $l_{ц2}=50$	
Расстояние между обмотками ВН двух соседних стержней a_{22}, мм	30
Толщина междуфазной перегородки δ_{22}, мм	3
Расстояние обмотки ВН до прессующего кольца $l'_{0,2}$, мм	80
Высота прессующего устройства $l_{п}$, мм	30
Расстояние от прессующего устройства до ярма $l'_{п}$, мм	30

Согласно § 4.3 принимаем размеры бумажно-бакелитового цилиндра ⌀728/740×1500 мм.

Таблица 10.2. **Данные катушек обмотки ВН трансформатора ТРД-16000/35**

Показатели	Условные обозначения катушек					Всего на стержень
	Основные			Регулировочная *Н*	С усиленной изоляцией *Г*	
	Д	*Е*	*К*			
Число катушек в одной параллельной ветви	8	12	20	8	4	52×2
Число витков в катушке	$8\frac{13}{16}$	$8\frac{14}{16}$	8	5	$6\frac{12}{16}$	404× ×2
Размеры провода без изоляции, мм	9×3,75	9×3,75	9×3,75	9×3,75	9×3,75	—
Размеры провода в изоляции, мм	9,5× ×4,25	9,5× ×4,25	9,5× ×4,25	9,5× ×4,25	10,5× ×5,25	—
Радиальный размер, м	0,077	0,077	0,068	0,077*	0,074	—
Сечение витка, мм²	65,78	65,78	65,78	65,78	65,78	—
Плотность тока, 10⁶ А/м²	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825	—
Масса провода (на три фазы), кг:						
без изоляции	99,0	149,5	222.0	56,5	38,0	565× ×2
с изоляцией	104,0	158,0	233.5	59,5	45,0	600× ×2
Диаметры, м:						
внутренний	0,764	0,764	0,764	0,764	0,764	—
наружный	0,918	0,918	0,900	0,918	0,912	—

* В катушку *Н* вмотать ленты из картона до размера 0,077 м.

Основные размеры обмоток показаны на рис. 10.5. Масса металла обмотки (группы) (по табл. 10.2) $G_{o2}=565{,}0$ кг.

Масса провода (табл. 5.5) $G_{пр1}=600$ кг.

Масса провода обмотки ВН $G_{пр\,ВН}=2\cdot 600=1200$ кг.

Расчет параметров короткого замыкания

Потери короткого замыкания по (§ 7.1). Основные потери по (7.4):

обмотка НН

$$P_{осн2}=12{,}75\cdot 10^{-12}J^2G_A=12{,}75\cdot 10^{-12}\cdot 1{,}71^2\cdot 10^{12}\cdot 432\cdot 2=32\,230 \text{ Вт}.$$

Добавочные потери в обмотке НН по (7.15)

$$k_{д1} = 1 + 0{,}037 \cdot 10^8 \beta^2 a^4 n^2 = 1 + 0{,}037 \cdot 10^8 \cdot 0{,}35 \cdot 4{,}0^4 \cdot 10^{-12} \cdot 16^2 = 1{,}085;$$

$$\beta_1^2 = \left(\frac{bmk_р}{l}\right)^2 = \frac{9{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 46 \cdot 0{,}95^2}{1{,}4} = 0{,}593^2 = 0{,}35$$

(предварительно принимаем $k_р = 0{,}95$);

обмотка ВН (при номинальном числе витков)

$$P_{осн2ном} = 12{,}75 \cdot 10^{-12} \cdot 1{,}825^2 \cdot 10^{12} \left(99{,}0 + 149{,}5 + 222{,}0 + \frac{56{,}5}{2} + 38{,}0\right) \cdot 2 = (8400 + 12\,800 + 18850 + 2400 + 3250) = 45\,700 \text{ Вт}.$$

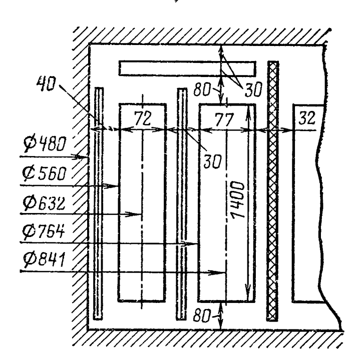


Рис. 10.5. Трансформатор ТРД-16000/35. Основные размеры обмоток

Добавочные потери в обмотке ВН

$$\beta_2^2 = 9{,}0 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 52 \cdot 0{,}95/1{,}4 = 0{,}405.$$

Катушки *Д* и *Е*

$$k_{д2} = 1 + 0{,}037 \cdot 10^8 \cdot 0{,}405 \cdot 3{,}75^4 \times 10^{-12} \cdot 18^2 = 1{,}097.$$

Катушки *К*

$$k_{д2} = 1 + 0{,}037 \cdot 10^8 \cdot 0{,}405 \cdot 3{,}75^4 \times 10^{-12} \cdot 16^2 = 1{,}077.$$

Катушки *Н*

$$k_{д2} = 1 + 0{,}037 \cdot 10^8 \cdot 0{,}405 \cdot 3{,}75^4 \times 10^{-12} \cdot 10^2 = 1{,}03.$$

Катушки *Г*

$$k_{д2} = 1 + 0{,}037 \cdot 10^8 \cdot 0{,}405 \cdot 3{,}75^4 \cdot 10^{-12} \cdot 14^2 = 1{,}059.$$

Основные потери в отводах:

отводы НН

$$l_{отв1} = 14 \cdot 1{,}4 = 19{,}6 \text{ м};$$

$$G_{отв1} = 19{,}6 \cdot 148{,}56 \cdot 10^{-6} \cdot 2700 = 7{,}85 \text{ кг};$$

$$P_{отв} = 12{,}75 \cdot 10^{-12} \cdot 1{,}71^2 \cdot 10^{12} \cdot 7{,}85 \cdot 2 = 585 \text{ Вт};$$

отводы ВН

$$l_{отв2} = 7{,}5 \cdot 1{,}4 = 10{,}5 \text{ м};$$

$$G_{отв2} = 10{,}5 \cdot 65{,}78 \cdot 10^{-6} \cdot 2700 = 1{,}9 \text{ кг};$$

$$P_{отв2} = 12{,}75 \cdot 10^{-12} \cdot 1{,}825^2 \cdot 10^{12} \cdot 1{,}9 \cdot 2 = 160 \text{ Вт}.$$

Потери в стенках бака и других элементах конструкции до выяснения размеров бака определяем приближенно по (7.25) и табл. 7.1

$$P_б \approx 10\,KS = 10 \cdot 0{,}045 \cdot 16\,000 = 7200 \text{ Вт}.$$

Полные потери короткого замыкания

$$P_{к,ном} = P_{осн1}k_{д1} + \Sigma P_{осн2}k_{д2} + P_{отв1} + P_{отв2} + P_б = 32\,230\cdot 1,085 + 21\,200\cdot 1,097 + 18\,850\cdot 1,077 + 2400\cdot 1,03 + 3250\cdot 1,09 + 585 + 160 + 7200 = 92\,425 \text{ Вт},$$

или 92 425·100/90 000=102,7 % заданного значения.

Расчет напряжения короткого замыкания (по § 7.2)

Активная составляющая

$$u_а = P_к/(10S) = 92\,425/(10\cdot 16\,000) = 0,575\ \%.$$

Реактивная составляющая по (7.32)

$$u_р = \frac{7,9fS'\beta a_р k_р k_q}{u_в^2}10^{-1} = \frac{7,9\cdot 50\cdot 5333\cdot 1,65\cdot 0,08\cdot 0,96\cdot 1,012}{58,05^2}10^{-1} = 8,03\ \%,$$

где $\beta = \pi d_{12}/l = \pi\cdot 0,734/1,4 = 1,65$;

$$a_р = \frac{d_{12}a_{12} + D_{ср1}\frac{a_1}{3} + D_{ср2}\frac{a_2}{3}}{d_{12}} = \frac{0,734\cdot 0,03 + 0,632\frac{0,072}{3} + 0,841\frac{0,077}{3}}{0,734} = 0,08 \text{ м};$$

$$k_р = 1 - \sigma\left(1 - e^{-1/\sigma}\right) = 1 - 0,04\left(1 - e^{-1/0,04}\right) \approx 0,96;$$

$$\sigma = \frac{a_{12} + a_1 + a_2}{\pi l} = \frac{0,03 + 0,072 + 0,077}{\pi\cdot 1,4} = 0,04;$$

$$k_q = 1 + \frac{lx^2}{ma_р k_р} = 1 + \frac{1,4\cdot 0,0445^2}{3\cdot 0,08\cdot 0,96} = 1,012$$

[по (7.35) и рис. 10.6].

Напряжение короткого замыкания

$$u_к = \sqrt{u_р^2 + u_а^2} = \sqrt{8,03^2 + 0,575^2} = 8,05\ \%,$$

или $\frac{8,05}{8}\,100\ \% = 100,63\ \%$ заданного.

Установившийся ток короткого замыкания в обмотке ВН по (7.38) и табл. 7.2.

$$I_{к,у}\frac{100\,I_{ном}}{u_к\left(1 + \frac{100S_{ном}}{u_к S_к}\right)} = \frac{100\cdot 120}{8,05\left(1 + \frac{100\cdot 16000}{8,05\cdot 2500\cdot 10^3}\right)} = 1490 \text{ А}.$$

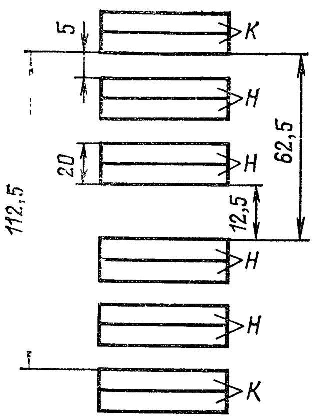


Рис. 10.6. Трансформатор ТРД-16000/35. Определение зоны разрыва в обмотке ВН при расчете $u_р$ и осевых механических сил

Мгновенное максимальное значение тока короткого замыкания

$$i_{кmax} = 1{,}41\, k_М I_{к,у} = 2{,}55 \cdot 1490 = 3800 \text{ А},$$

где при

$u_р/u_а = 8{,}03/0{,}575 = 13{,}95$ по табл. 7.3 $k_М \sqrt{2} = 2{,}55$.

Радиальная сила по (7.43)

$$F_р = 0{,}628\,(i_{кmax} w)^2 \beta k_р \cdot 10^{-6} = 0{,}628\,(3800 \cdot 384)^2 \cdot 1{,}65 \cdot 0{,}96 \cdot 10^{-6} = 2\,120\,000 \text{ Н}.$$

Среднее растягивающее напряжение в проводах обмотки ВН по (7.48) и (7.49)

$$\sigma_р = \frac{F_р}{2\pi w_2 П_2} = \frac{2\,120\,000}{2\pi \cdot 384 \cdot 65{,}78 \cdot 10^{-6}} 10^{-6} = 13{,}5 \text{ МПа}.$$

Среднее сжимающее напряжение в проводах внутренней обмотки

$$\sigma_{сж,р} = \frac{2\,120\,000}{2\pi \cdot 181 \cdot 148{,}56 \cdot 10^{-6}} = 12{,}55 \text{ МПа}.$$

Осевые силы по рис. 7.11, *в*

$$F'_{ос} = F_р \frac{a_р}{2l} = 2\,120\,000 \frac{0{,}08}{2 \cdot 1{,}4} = 60\,600 \text{ Н};$$

$$F''_{ос} = F_р \frac{l_х}{l'' k_р m} = 2\,120\,000 \frac{112{,}5}{310 \cdot 0{,}96 \cdot 4} = 201\,000 \text{ Н},$$

где $l_х = 112{,}5$ мм по рис. 10.6; расположение обмоток по рис. 7.11, *в*; $m=4$; после установления размеров бака $l''=310$ мм. Максимальные сжимающие силы в обмотках

$$F_{сж1} = F'_{ос} + F''_{ос} = 60\,600 + 201\,000 + 271\,600 \text{ Н};$$

$$F_{сж2} = F''_{ос} - F'_{ос} = 201\,000 - 60\,600 = 140\,400 \text{ Н}.$$

Наибольшая сжимающая сила наблюдается в средине высоты обмотки НН (1), где $F_{сж1} = 271\,600$ Н.

Напряжение сжатия на междувитковых прокладках

$$\sigma_{сж} = \frac{F_{сж}}{nab} 10^{-6} = \frac{271\,600 \cdot 10^{-6}}{16 \cdot 0{,}072 \cdot 0{,}05} = 4{,}7 \text{ МПа},$$

что ниже допустимого 18—20 МПа.

Температура обмотки через $t_к=5$ с после возникновения короткого замыкания по (7.54 а)

$$\vartheta = \frac{670\,t_к}{5{,}5\left(\dfrac{u_к^2}{J\cdot 10^{-6}}\right)^2 - t_к} + \vartheta_н = \frac{670\cdot 5}{5{,}5\left(\dfrac{8{,}05}{1{,}77}\right)^2 - 5} + 90 =$$

$$= 30{,}8 + 90 = 120{,}8\ °C.$$

Время достижения температуры 200 °C для обмоток

$$t_{к200} = 0{,}79\,[u_к/(J\cdot 10^{-6})]^2 = 18{,}3\ с.$$

Расчет магнитной системы (по § 8.1—8.3)

Выбираем конструкцию плоской трехфазной магнитной системы, собираемой впереплет (шихтованной) по схеме рис. 10.7, с четырьмя косыми стыками и комбинированными «полукосыми» на среднем стержне. Стержень прессуется бандажами из стеклоленты, ярма — балками и стальными полубандажами. Обмотки прессуются прессующими кольцами.

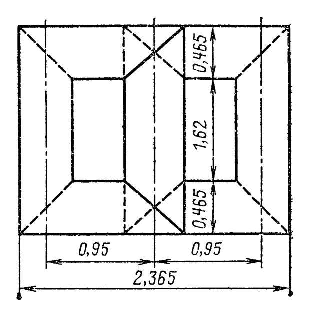


Рис. 10.7. Трансформатор ТРД-16000/35. Размеры магнитной системы

Сечение стержня с 14 ступенями без прессующей пластины, размеры пакетов по табл. 8.5. Сечение ярма повторяет сечение стержня, три последних пакета ярма объединены в один с шириной пластины 270 и толщиной 34 мм; в ярме 11 ступеней. В стержне и ярме два продольных канала по 3 мм.

Полное сечение стержня

$$П_{ф,с} = 1688{,}9\ см^2\ (табл.\ 8.7).$$

Активное сечение

$$П_с = 0{,}97\cdot 1688{,}9 = 1638\ см^2.$$

Полное сечение ярма

$$П_{ф,я} = 1718{,}7\ см^2.$$

Активное сечение ярма

$$П_я = 0{,}97\cdot 1718{,}7 = 1665\ см^2.$$

Ширина ярма

$$b_я = 2\cdot 212 = 424\ мм.$$

Длина стержня при наличии нажимного кольца по (8.3)

$$l_{с} = \left[l + \left(l_0' + l_0''\right)\right] \cdot 10^{-3} = (1400 + 80 + 140) \cdot 10^{-3} = 1,62 \text{ м}.$$

Расстояние между осями соседних стержней

$$C = D_1'' + a_{11} = 0,918 + 0,032 = 0,95 \text{ м}.$$

Объем угла по табл. 8.7 $V_{у} = 68\,274$ см³.

Масса стали угла по (8.6)

$$G_{у} = k_{з} V_{у} \gamma_{ст} \cdot 10^{-6} = 0,97 \cdot 68\,274 \cdot 7650 \cdot 10^{-6} = 506 \text{ кг}.$$

Масса стали стержней в пределах окна магнитной системы по (8.12)

$$G_{с}' = 3 \cdot 1638 \cdot 10^{-4} \cdot 1,62 \cdot 7650 = 6120 \text{ кг}.$$

Масса стали в местах стыка пакетов стержня и ярма по (8.13)

$$G_{с}'' = 3\,(1638 \cdot 10^{-4} \cdot 0,465 \cdot 7650 - 506) = 231 \text{ кг}.$$

Масса стали стержней

$$G_{с} = G_{с}' + G_{с}'' = 6120 + 231 = 6351 \text{ кг}.$$

Масса стали в ярмах по (8.8) — (8.10)

$$G_{я}' = 2\,(3 - 1) \cdot 0,95 \cdot 1665 \cdot 10^{-4} \cdot 7650 = 4840 \text{ кг};$$

$$G_{я}'' = 2 \cdot 506 = 1012 \text{ кг};$$

$$G_{я} = G_{я}' + G_{я}'' = 4840 + 1012 = 5852 \text{ кг}.$$

Полная масса стали трансформатора

$$G_{ст} = G_{с} + G_{я} = 6351 + 5852 = 12\,203 \text{ кг}.$$

Рачет потерь и тока холостого хода (по § 8.2). Магнитная система шихтуется из электротехнической тонколистовой рулонной холоднокатаной текстурованной стали марки 3404 толщиной 0,35 мм.

Индукция в стержне

$$B_{с} = \frac{u_{в}}{4,44 f П_{с}} = \frac{58,05}{4,44 \cdot 50 \cdot 1638 \cdot 10^{-4}} = 1,605 \text{ Тл}.$$

Индукция в ярме

$$B_{я} = \frac{58,05}{4,44 \cdot 50 \cdot 1665 \cdot 10^{-4}} = 1,58 \text{ Тл}.$$

По табл. 8.10 находим удельные потери:

при $B_{с} = 1,605$ Тл $p_{с} = 1,31$ Вт/кг; $p_{з,с} = 649$ Вт/м² (шихтовка в одну пластину);

при $B_{я} = 1,58$ Тл $p_{я} = 1,251$ Вт/кг;

при $B_{з} = 1,605/\sqrt{2} = 1,13$ Тл $p_{з} = 337$ Вт/м².

Потери холостого хода по (8.32)

$$P_x = \left[1{,}05 \cdot 1{,}0 \left(1{,}31 \cdot 6351 + 1{,}251 \cdot 4840 - 4 \cdot 1{,}251 \cdot 506 + \frac{1{,}31 + 1{,}251}{2} 9{,}38 \cdot 506\right) + 649 \cdot 1 \cdot 1638 \cdot 10^{-4} + 337{,}5\sqrt{2} \cdot 1638 \cdot 10^{-4}\right] \cdot 1{,}0 \cdot 1{,}04 \cdot 1{,}09 = 22\,050 \text{ Вт.}$$

Потери холостого хода $P_x = 22\,050$ Вт, или $22\,050 \cdot 100/21\,000 = 105$ % заданного значения.

По тексту гл. 8 и табл. 8.13 находим коэффициенты для стали 3404 толщиной 0,35 мм при наличии отжига: $k_{п,я} = 1{,}0$; $k_{п,р} = 1{,}05$; $k_{п,з} = 1{,}0$; $k_{пл} = 1{,}0$; $k_{п,ш} = 1{,}09$; $k_{п.п} = 1{,}04$; $k_{п,у} = 9{,}38$.

Число косых зазоров 5, прямых — 1.

По табл. 8.17 находим удельные намагничивающие мощности:

при $B_с = 1{,}605$ Тл $q_с = 1{,}82$ В·А/кг; $q_{з,с} = 23\,900$ В·А/м²;

при $B_я = 1{,}58$ Тл $q_я = 1{,}675$ В·А/кг;

при $B_з = 1{,}13$ Тл $q_з = 2950$ В·А/м².

Полная намагничивающая мощность по (8.43)

$$Q_x = \left[1{,}18 \cdot 1{,}0 \left(1{,}82 \cdot 6351 + 1{,}675 \cdot 4840 - 4 \cdot 1{,}675 \cdot 506 + \frac{1{,}82 + 1{,}675}{2} 35{,}2 \cdot 1{,}2 \cdot 506\right) + 23\,900 \cdot 1 \cdot 1638 \cdot 10^{-4} + 2950 \cdot 5\sqrt{2} \cdot 1638 \cdot 10^{-4}\right] 1{,}0 \cdot 1{,}06 \cdot 1{,}09 = 98\,000 \text{ В·А.}$$

По тексту гл. 8 и табл. 8.12, 8.20 и 8.21 находим коэффициенты: $k_{т,р} = 1{,}18$; $k_{т,з} = 1{,}0$ (при наличии отжига пластин); $k_{т,у} = 35{,}2$; $k_{т,пл} = 1{,}2$; $k_{т,я} = 1{,}0$; $k_{т,п} = 1{,}06$; $k_{т,ш} = 1{,}09$.

Относительное значение тока холостого хода

$$i_0 = 98\,000/(10 \cdot 16\,000) = 0{,}613 \text{ \%},$$

или $0{,}613 \cdot 100/0{,}6 = 102{,}2$ % заданного значения.

Активная составляющая тока холостого хода

$$i_{0а} = 22\,050/(10 \cdot 16\,000) = 0{,}138 \text{ \%}.$$

Реактивная составляющая

$$i_{0р} = \sqrt{0{,}613^2 - 0{,}138^2} = 0{,}597 \text{ \%}.$$

Ток холостого хода (для обмотки НН)

$$I_0 = 98\,000/(3 \cdot 10\,500) = 3{,}12 \text{ А};$$

$$I_{0а} = 22\,050/(3 \cdot 10\,500) = 0{,}7 \text{ А}; \quad I_{0р} = 3{,}04 \text{ А}.$$

Коэффициент полезного действия трансформатора

$$\eta = \left(1 - \frac{92\,425 + 22\,050}{16\,000 \cdot 10^3 + 92\,425 + 22\,050}\right) \cdot 100 = 99{,}29\ \%.$$

Тепловой расчет трансформатора

Перепады температуры на обмотках определяются по § 9.5; плотность теплового потока на поверхности обмоток — по § 7.1:

обмотка НН

$$q_1 = \frac{172 \cdot 1{,}71 \cdot 10^6 \cdot 254 \cdot 4 \cdot 1{,}085 \cdot 10^{-10}}{0{,}596\,(0{,}01 + 0{,}072)} = 665\ \text{Вт/м}^2,$$

где $k_з = 1 - 16 \cdot 0{,}05/(\pi \cdot 0{,}632) = 1 - 0{,}404 = 0{,}596$, число реек $n_р = 16$, ширина прокладок $b_{пр} = 0{,}05$ м;

обмотка ВН (основные катушки)

$$q_2 = \frac{344 \cdot 1{,}825 \cdot 10^6 \cdot 120 \cdot 9 \cdot 1{,}097 \cdot 10^{-10}}{0{,}698\,(2 \cdot 0{,}0095 + 0{,}077)} = 1115\ \text{Вт/м}^2;$$

$$k_з = 1 - 16 \cdot 0{,}05/(\pi \cdot 0{,}841) = 1 - 0{,}302 = 0{,}698.$$

Внутренний перепад по (9.9):

обмотка ВН (основные катушки)

$$\Theta_{02} = 1115 \cdot 0{,}25 \cdot 10^{-3}/0{,}17 = 1{,}64\ ^\circ\text{C}\ \ (\lambda_{из}\ \text{по табл. 9.1});$$

$$\delta = 0{,}25\ \text{мм} = 0{,}25 \cdot 10^{-3}\ \text{м};$$

обмотка НН

$$\Theta_{01} = 665 \cdot 0{,}25 \cdot 10^{-3}/0{,}17 = 0{,}98\ ^\circ C.$$

Перепады на поверхности обмоток по (9.20):

обмотка НН

$$\Theta_{ом1} = 0{,}9 \cdot 1{,}1 \cdot 1{,}1 \cdot 0{,}35 \cdot 665^{0{,}6} = 19{,}2\ ^\circ\text{C};$$

по тексту § 9.5 — для обеих обмоток $k_1 = 0{,}9$; $k_2 = 1{,}1$; для $h_к/a = 0{,}005/0{,}072 = 0{,}0695$, по табл. 9.3 $k_3 = 1{,}1$;

обмотка ВН

$$\Theta_{02} = 0{,}9 \cdot 1{,}0 \cdot 1{,}1 \cdot 0{,}35 \cdot 1115^{0{,}6} = 23{,}4\ ^\circ\text{C};$$

$k_2 = 1{,}0$; для $h_к/a = 0{,}005/0{,}077 = 0{,}065$ по табл. 9.3 $k_3 = 1{,}1$.

Полные перепады температуры на обмотках:

$$\text{ВН}\ \Theta_{о,м,ср} = 23{,}4 + 1{,}64 = 25{,}04\ ^\circ\text{C};$$

$$\text{НН}\ \Theta_{о,м,ср} = 19{,}2 + 0{,}98 = 20{,}18\ ^\circ\text{C}.$$

Выбор основных размеров бака (по § 9.6). Выбираем конструкцию — гладкий бак с навесными трубчатыми радиаторами, обдуваемыми индивидуальными вентиляторами.

Ширина бака определяется из условия изоляции отводов от наружной обмотки ВН и стенок бака. Отвод ВН — шина из алюминия 4,0×35,0 мм (на ток 240 А); толщина изоляции на сторону по табл. 4.11 — 2,0 мм; общая толщина отвода $d_3=4+2\cdot 2=8$ мм; расстояние от отвода до гладкой стенки бака $s_1 \geqslant 50$ мм; расстояние до прессующей балки ярма $s_2 \geqslant 50$ мм; $s_1+s_2+d_3=50+50+8=108$ мм. . Отводы НН — шины из алюминия такого же сечения, как и ВН, толщина изоляции на сторону 2,0 мм; общая толщина отвода $d_4=8$ мм. Расстояние отвода НН до обмотки ВН по табл. 4.12 $s_3=50$ мм;

$$s_3+s_4+d_4=20+50+8=78 \text{ мм}.$$

Ширина бака

$$B_{min}=0{,}918+(108+78)\cdot 10^{-3}=1{,}104 \text{ м}.$$

Принимаем $B=1{,}14$ м при центральном положении трансформатора в баке.

Длина бака

$$A=2\cdot 0{,}95+0{,}918+90\cdot 10^{-3}=2{,}998 \text{ м}$$

(s_5 по табл. 4.12); $s_5=90$ мм, принимаем $A=3{,}0$ м.

Высота активной части

$$H_{\text{а,ч}}=1{,}62+2\cdot 0{,}465+0{,}05=2{,}6 \text{ м}.$$

Глубина бака

$$H_{\text{б}}=2{,}6+0{,}47=3{,}07 \text{ м};$$

$H_{\text{я,к}}=0{,}47$ м по табл. 9.9, принимаем $H_{\text{б}}=3{,}1$ м.

Периметр бака

$$p_{\text{б}}=2\,(3{,}0-1{,}14)+\pi\cdot 1{,}14=7{,}3 \text{ м}.$$

Поверхность гладкого бака

$$\Pi_{\text{гл}}=7{,}3\cdot 3{,}1=22{,}6 \text{ м}^2.$$

Поверхность излучения приближенно по (9.35)

$$\Pi_{\text{и}}\approx 22{,}6\cdot 1{,}75=39{,}6 \text{ м}^2.$$

Допустимое превышение средней температуры масла над температурой окружающего воздуха

$$\Theta_{\text{м,в}}=65-25{,}04=39{,}96\ ^\circ\text{C}\approx 40\ ^\circ\text{C}.$$

Превышение температуры масла в верхних слоях

$$\Theta_{\text{м,в,в}}=1{,}2\cdot 39{,}96=48\ ^\circ\text{C}<55\ ^\circ\text{C}.$$

Среднее превышение температуры стенки бака над температурой воздуха

$$\Theta_{\text{б,в}}=40-5-2=33\ ^\circ\text{C}.$$

По (9.30) находим ориентировочное значение поверхности конвекции бака

$$П_к = \frac{1,05\,(92\,425 + 22\,050)}{2,5 \cdot 33^{1,25}} - 1,12 \cdot 39,6 = 568,5 \text{ м}^2.$$

Поверхность конвекции радиаторов вместе с поверхностью конвекции гладкого бака ($П_{к,гл} = 22,6$ м²) должна составлять 568,5 м², в том числе радиаторов 545,9 м². Расстояние между осями патрубков радиаторов

$$A \leqslant 3,1 - 0,34 = 2,76 \text{ м}.$$

Выбираем восемь радиаторов с расстоянием между осями патрубков 2,685 м (по табл. 9.9), с поверхностью коллекторов 2·0,66=1,32 м². Поверхность конвекции одного радиатора при дутье (см. табл. 9.9)

$$П_{к,охл} = 31,15 \cdot 2,24 + 1,32 \cdot 1,6 = 71,9 \text{ м}^2.$$

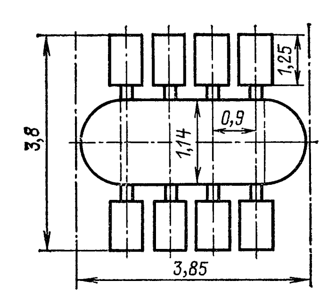


Рис. 10.8. Трансформатор ТРД-16000/35. Эскиз расположения радиаторов по периметру бака

Поверхность конвекции бака с восемью радиаторами

$$П_к = 22,6 \cdot 1,0 + 3,55 \cdot 0,5 + 8 \cdot 71,9 = 599,58 \text{ м}^2;$$

$$П_{к,кр} = [(1,14 + 0,2)(3,0 - 1,14) + \pi \cdot 1,14^2/4] = 3,55 \text{ м}^2.$$

Поверхность излучения (по рис. 10.8):

периметр

$$P_и = 2\,(3,80 + 3,85) = 15,3 \text{ м};$$

поверхность

$$П_и = 15,3 \cdot 3,1 = 47,5 \text{ м}^2.$$

Окончательный расчет превышения температуры обмоток и масла трансформатора (по § 9.7). Среднее превышение температуры стенки бака над температурой воздуха (по 9.42)

$$\Theta_{б,в} = \left[\frac{1,05\,(92\,425 + 22\,050)}{2,8 \cdot 47,5 + 2,5 \cdot 599,58}\right]^{0,8} = 31,4\,°C.$$

Превышение температуры масла над температурой стенки по (9.43)

$$\Theta_{м.б} = 0,9 \cdot 0,165 \left[\frac{1,05\,(92\,425 + 22\,050)}{22,6 + 0,5 \cdot 3,55 + 8 \cdot 31,15 + 8 \cdot 1,32} \right]^{0,6} = 5,6\ ^\circ C.$$

Превышение температуры масла в верхних слоях над воздухом

$$\Theta_{м,в} = 1,2\,(31,4 + 5,6) = 44,4 < 55\ ^\circ C.$$

Превышение температуры обмоток над воздухом:

ВН $25,04+31,4+5,6=62,04<65\ ^\circ C$;

НН $20,18+31,4+5,6=57,18<65\ ^\circ C$.

Определение массы масла (по § 9.8). Объем бака

$$V_б = [(3,00 - 1,14) \cdot 1,14 + 1,14^2 \pi/4] \cdot 3,1 = 9,75\ м^3.$$

Объем активной части

$$V_{а,ч} = \frac{1,2\,(13\,203 + 2146)}{5300} = 3,44\ м^3.$$

Объем масла в баке

$$V_{м,б} = 9,75 - 3,44 = 6,31\ м^3.$$

Масса масла в баке

$$G_{м,б} = 900 \cdot 6,31 = 5780\ кг.$$

Масса масла в радиаторах

$$G_{м,р} = 8 \cdot 362 = 2896\ кг.$$

Общая масса масла

$$G_м = 5780 + 2896 = 8676\ кг.$$

10.2. ПРИМЕР РАСЧЕТА ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРА ТИПА ТМ-630/35

Обмотка НН. Основные данные обмотки: напряжение фазы обмотки $U_ф=690$ В; ток обмотки фазы $I_1=304$ А; напряжение витка обмотки $u_в=6,9$ В; число витков $w=72$; плотность тока по предварительному расчету $J=(1,5 \div 1,7)$ МА/м²; внутренний диаметр обмотки $D_1' = 0,226$ м; высота обмотки $l=0,790$ м.

Согласно табл. 5.8 по мощности трансформатора $S=630$ кВ·А, току обмотки $I=304$ А и ее напряжению 690 В выбираем конструкцию двухслойной цилиндрической обмотки из прямоугольного алюминиевого провода марки АПБ.

Сечение витка ориентировочно

$$П_в \approx 304/(1,60 \cdot 10^6) = 0,000190\ м^2 = 190\ мм^2.$$

Высота витка обмотки

$$h_в = 0,790/(0,5 \cdot 72 + 1) = 0,0214 \text{ м} = 21,4 \text{ мм}.$$

Выбираем виток из четырех параллельных проводов марки АПБ по табл. 5.2 с намоткой на ребро

$$\text{АПБ } 4 \times \frac{4,75 \times 10,0}{5,25 \times 10,5} \text{ сечением } 46,6 \text{ мм}^2$$

каждого провода. Общее сечение витка

$$П_в = 46,6 \cdot 4 = 186,4 \text{ мм}^2 = 0,0001864 \text{ м}^2.$$

Плотность тока

$$J = 304/0,0001864 = 1,63 \text{ МА/м}^2.$$

Высота витка

$$h_в = 4 \cdot 5,25 \cdot 10^{-3} = 0,021 \text{ м}.$$

Согласно табл. 5.9 при радиальном размере алюминиевого провода 10 мм и двух слоях витков в обмотке следует считаться с возможностью возникновения добавочных потерь в обмотке до 10 % основных.

Радиальный размер обмотки

$$a_1 = (10,5 \cdot 2 + 8) \cdot 10^{-3} = 0,029 \text{ м},$$

где осевой канал между слоями обмотки имеет ширину 8 мм.

Осевой размер обмотки

$$l = h_в (w + 1) + h_{разг} = 0,021 \, (36 + 1) + 0,013 = 0,790 \text{ м}.$$

В каждом слое обмотки сделать разгон вмоткой полосок электроизоляционного картона с общим размером 13 мм по рис. 5.15.

Диаметры обмоток:

внутренний $D' = 0,226$;

наружный $D'' = 0,226 + 2 \cdot 0,029 = 0,284$ м.

Основные размеры обмоток по рис. 10.9.

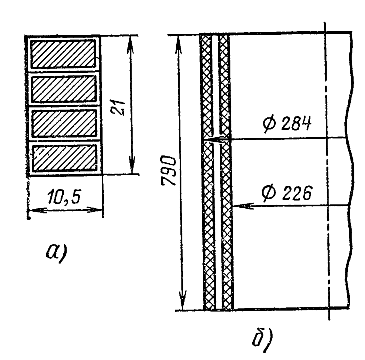


Рис. 10.9. Основные размеры обмотки НН трансформатор типа ТМ-1600/35:

а — поперечное сечение одного витка обмотки; *б* — осевой разрез обмотки

Масса металла обмотки по (7.7)

$$G_о = 8,47 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot 0,255 \cdot 72 \cdot 0,0001864 = 86,95 \text{ кг}.$$

Основные потери в обмотке по (7.4)

$$P_{осн} = 12,75 \cdot 10^{-12} \cdot 1,63^2 \cdot 10^{12} \cdot 86,95 = 2946 \text{ Вт}.$$

Добавочные потери в обмотке по (7.13) и (7.15)

$$k_д = 1 + 0,037 \cdot 10^8 \cdot 0,676 \cdot 0,01^4 \cdot 2^2 = 1 + 0,10 = 1,10,$$

где $\beta^2 = \left(\frac{4 \cdot 4,75 \cdot 10^{-3}}{0,790} 0,95\right)^2 = 0,676.$

Полные потери в обмотке НН

$$P = 1,10 \cdot 2946 = 3240,6 \text{ Вт}.$$

Поверхность охлаждения обмотки по (6.15)

$$П_{охл} = 2 \cdot 3 \cdot 0,75\pi\,(0,226 + 0,284) \cdot 0,79 = 5,695 \text{ м}^2.$$

Плотность теплового потока на поверхности обмотки

$$q = 3240,6/5,695 = 569,0 \text{ Вт/м}^2.$$

Внутренний перепад температуры в обмотке

$$\Theta_о = 569 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3}/0,17 = 0,84 \text{ °C}.$$

Превышение температуры поверхности обмотки над температурой масла по (9.19)

$$\Theta_{о,м} = 0,285 \cdot 569^{0,6} = 12,82 \text{ °C}.$$

Среднее превышение температуры обмотки над температурой масла

$$\Theta_{о,м,ср} = 0,84 + 12,82 = 13,66 \text{ °C}.$$

Обмотка ВН. Расчет многослойной цилиндрической обмотки класса напряжения 35 кВ отличается некоторыми особенностями. Основные данные обмотки: напряжение фазное $U_ф = 20\,204$ В; напряжение витка $u_в = 9{,}6$ В; ток фазный $I_2 = 10{,}4$ А; число витков на ответвлениях: 2209—2157—2105—2053—2001. Сечение витка 8,45 мм². Марка провода АПБ, круглое сечение диаметром 3,28/3,68 мм.

Высота обмотки $l = 0{,}79$ м. Обмотка наматывается на цилиндре диаметром (0,31/0,32)×0,89 м. Внешний диаметр обмотки НН 0,284 м, изоляционное расстояние между обмотками $a'_{12} = 27$ мм.

Расчет обмотки. Плотность тока

$$J = 10,4/(8,45 \cdot 10^{-6}) = 1,23 \text{ МА/м}^2.$$

Число витков в слое

$$w_{сл} = 0,79/(3,68 \cdot 10^{-3}) - 1 = 214.$$

Число слоев в обмотке

$$n_{сл} = 2210/214 = 10,3 \approx 11.$$

Число витков в слоях:

1-й — 9-й слой	$214 \cdot 9 = 1926$
10-й слой	$75 + 2 \cdot 26 = 127$
11-й слой	$22 \cdot 6 = 156$
	Всего 2209

Для симметричного расположения регулировочных витков по высоте обмотки в двух последних слоях (10-м и 11-м) располагаем витки по схеме рис. 10.10 (аналогично схеме рис. 6.6, *б*).

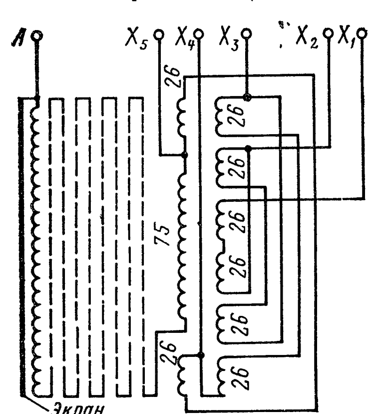


Рис. 10.10. Схема ответвлений обмотки ВН трансформатора типа ТМ-630/35 (показаны числа витков частей обмотки)

Разделяем обмотку ВН на две концентрические катушки в четыре слоя — внутренняя *В* и в семь слоев — внешняя *Г* с осевым каналом между катушками *В* и *Г* $a'_{22}=6$ мм. Для защиты от импульсных перенапряжений под внутренний слой обмотки на поверхность цилиндра устанавливается экран — разрезанный по образующей цилиндр из алюминиевого листа толщиной 0,5 мм. Экран изолируется с двух сторон кабельной бумагой. Общая толщина экрана с изоляцией 3 мм.

Рабочее напряжение двух слоев обмотки

$$U_{м,сл} = 9,6 \cdot 2 \cdot 214 = 4100 \text{ В}.$$

По табл. 4.7 находим: междуслойная изоляция — кабельная бумага 7 слоев $\times$ 0,12=0,84 мм; выступ изоляции на торцах обмотки 22 мм.

Радиальный размер обмотки

$$a_2 = \text{экран} + \text{катушка } В + \text{канал} + \text{катушка } Г = [3 + (4 \cdot 3,68 + 3 \cdot 0,84) + 6 + (7 \cdot 3,68 + 7 \cdot 0,84)] \cdot 10^{-3} = 57,88 \cdot 10^{-3} \approx 0,058 \text{ м}.$$

При расчете напряжения короткого замыкания следует пользоваться выражением

$$a_2 = 0{,}058 - 0{,}003 = 0{,}055 \text{ м.}$$

Внутренний диаметр

$$D_2' = 0{,}284 + 2 \cdot 0{,}027 = 0{,}338 \text{ м.}$$

Внешний диаметр

$$D_2'' = 0{,}338 + 2 \cdot 0{,}058 = 0{,}454 \text{ м.}$$

Последние пять витков на каждой ступени, т. е. витки 1997—2001; 2049—2053; 2101—2105; 2153—2157 и 2205—2209, изолируются дополнительно лакотканью ЛХММ-0,20 в один слой. Масса металла обмотки по (7.7) на три стержня

$$G_0 = 8{,}47 \cdot 3 \cdot 0{,}396 \cdot 2209 \cdot 8{,}45 \cdot 10^{-6} = 187{,}82 \text{ кг.}$$

Потери в обмотке основные по (7.4)

$$P_{\text{осн}} = 12{,}75 \cdot 10^{-12} \cdot 1{,}23^2 \cdot 10^{12} \cdot 187{,}82 = 3622{,}9 \text{ Вт.}$$

Добавочные потери в обмотке по (7.13) и (7.15)

$$k_{\text{д}} = 1 + 0{,}017 \cdot 10^8 \cdot 0{,}713 \cdot 0{,}00328^4 \cdot 11^2 = 1 + 0{,}0232 = 1{,}0232,$$

где $\beta^2 = (214 \cdot 3{,}28 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}95/0{,}790)^2 = 0{,}713$.

Полные потери в обмотке $P_2 = 1{,}0232 \cdot 3622{,}9 = 3707$ Вт. Поверхность охлаждения обмотки

$$П_{\text{охл}} = 3 \cdot 2 \cdot 0{,}8\pi\,(0{,}338 + 0{,}454) \cdot 0{,}790 = 9{,}435 \text{ м}^2.$$

Плотность теплового потока на поверхности обмотки

$$q = 3707/9{,}435 = 392{,}9 \text{ Вт/м}^2.$$

Расчет внутреннего перепада температуры в обмотке (по § 9.5). Внутренний перепад температуры рассчитывается для наружной катушки *Г*, имеющей больший радиальный размер. Потери в 1 м³ объема обмотки по (9.11)

$$p = 2{,}71 \, \frac{1{,}23^2 \cdot 10^{12} \cdot 3{,}28^2}{(3{,}68 + 0{,}84) \cdot 3{,}68} \, 10^{-8} = 26\,615 \text{ Вт/м}^3.$$

Далее ведем расчет по (9.13), (9.12), (9.10) и (9.4).

Средняя условная теплопроводность обмотки

$$\lambda = \lambda_{\text{из}}/(0{,}7\alpha)^{0{,}5} = 0{,}17/(0{,}7 \cdot 0{,}122^{0{,}5}) = 0{,}70 \text{ Вт/(м} \cdot {}^\circ\text{C)};$$

$$\alpha = (3{,}68 - 3{,}28)/3{,}28 = 0{,}122.$$

Средняя теплопроводность с учетом междуслойной изоляции

$$\lambda_{\text{ср}} = \frac{0{,}70 \cdot 0{,}17\,(3{,}68 + 0{,}84)}{0{,}70 \cdot 0{,}84 + 0{,}17 \cdot 3{,}68} = 0{,}443 \text{ Вт/(м} \cdot {}^\circ\text{C)}.$$

Полный внутренний перепад температуры в катушке $Г$

$$\Theta_о = \frac{26\,515 \cdot 31,7^2 \cdot 10^{-6}}{8 \cdot 0,443} = 7,51\ °C.$$

Средний внутренний перепад температуры

$$\Theta_{о,ср} = 2 \cdot 7,51/3 \approx 5\ °C.$$

Перепад температуры на поверхности обмотки

$$\Theta_{о,м} = 0,285 \cdot 392,9^{0,6} = 10,27\ °C \approx 10,3\ °C.$$

Среднее превышение температуры обмотки над температурой масла

$$\Theta_{о,м,ср} = 5,0 + 10,3 = 15,3\ °C.$$

10.3. ПРИМЕР РАСЧЕТА ТРЕХФАЗНОГО ДВУХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТИПА ТРДН-63000/110, 63 000 кВ·А, С РПН И ПОНИЖЕННОЙ МАССОЙ СТАЛИ МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ

Одним из главных требований, предъявляемых к вновь проектируемым сериям силовых трансформаторов, является существенное уменьшение металло- и материалоемкости, а также общих масс и габаритов их конструкций. Эта задача может быть решена путем выбора уменьшенных значений β и вытекающего отсюда существенного уменьшения массы стали магнитной системы при некотором увеличении массы металла обмоток (см. § 3.6).

Задание. Рассчитать трансформатор с уменьшенной массой стали магнитной системы со следующими данными. Номинальная мощность $S = 63\,000$ кВ·А; частота $f = 50$ Гц; число фаз $m = 3$. Обмотка НН расщепленная на две группы мощностью по 31 500 кВ·А каждая. Напряжения номинальные: ВН $U_1 = 115\,000 \pm (9 \cdot 1,78\ \%)$, В, РПН; НН $U_2 = 10\,500$ В каждой группы. Схема и группа соединений Ун/Д-Д-11-11. Охлаждение естественное масляное с дутьем (МД). Режим работы продолжительный. Установка наружная.

Параметры холостого хода и короткого замыкания: потери холостого хода $P_х$ не более 50 кВт; ток холостого хода i_0 не более 0,3 %; напряжение короткого замыкания на основном ответвлении (при номинальной мощности) $u_к = 10,5$ %; потери короткого замыкания $P_к$ не более 240 000 Вт.

Выбор исходных данных. Магнитная система плоская, стержневая несимметричная шихтованная, с косыми стыками на крайних стержнях и комбинированными на среднем стержне по рис. 2.17, *в*. Сталь холоднокатаная текстурованная рулонная марки 3405 толщиной 0,30 мм. Расчетная индукция $B_с = 1,65$ Тл.

Обмотки ВН и НН из медного провода. Конструкция обмотки НН винтовая одноходовая расщепленная, т. е. разделенная на две само-

стоятельные, гальванически не соединенные части, расположенные в осевом направлении одна относительно другой по рис. 10.11 с мощностью 31 500 кВ·А каждая.

Обмотка ВН в главной части, обеспечивающей номинальную мощность, состоит из двух параллельных ветвей, взаимно расположенных в осевом направлении стержня, с вводом линейного конца в середину высоты и общей нейтралью со стороны верхнего и нижнего ярм. Регулировочная часть обмотки ВН располагается концентрически с главной частью (рис. 10.11). Главная часть обмотки ВН рассчитывается на номинальную мощность и регулировочная часть на 9·1,78 % = = 16 % номинальной мощности.

Регулирование напряжения под нагрузкой осуществляется посредством устройства переключения с активными сопротивлениями по рис. 6.7, *в* при включении регулировочной обмотки РО встречно (до —16 %) или согласно (до +16 %) с реверсированием по принципиальной схеме рис. 10.12.

Номинальные токи обмоток:

линейные

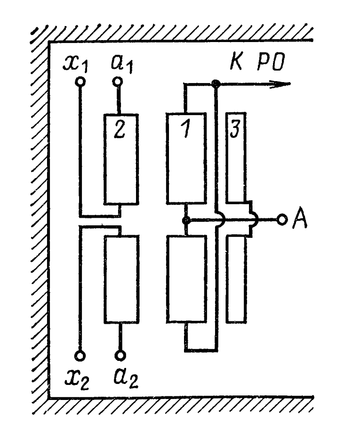
$$\text{ВН}\ I_1 = 63\,000 \cdot 10^3 / \left(115\,000 \sqrt{3}\right) = 316{,}3\ \text{А};$$

$$\text{НН}\ I_2 = 2 \cdot 31\,500 \cdot 10^3 / \left(10\,500 \sqrt{3}\right) = 2 \cdot 1732\ \text{А};$$

фазные

$$\text{ВН}\ I_{ф1} = 316{,}3\ \text{А};$$

$$\text{НН}\ I_{ф2} = 2 = 2 \cdot 1732 / \sqrt{3} = 2 \cdot 1000\ \text{А}.$$



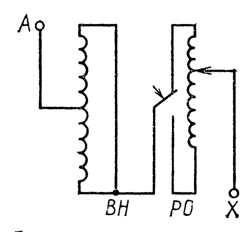


Рис. 10.12. Трансформатор ТРДН-63000/110. Принципиальная схема регулирования напряжения на обмотке ВН

Рис. 10.11. Трансформатор ТРДН-63000/110. Схема расположения обмоток на стержне трансформатора:

1 — обмотка ВН, главная часть; *2* — обмотка НН; *3* — обмотка ВН, регулировочная часть

Испытательные напряжения: обмотки ВН — линейный конец $U_{исп1}=200$ кВ; нейтраль обмотки ВН $U_{исп1}=100$ кВ; обмотки НН — $U_{исп2}=35$ кВ.

Главная изоляция обмоток трансформатора по рис. 4.7.

Основные изоляционные расстояния обмоток ВН: $a_{12}=50$ мм; $l_0'=75$ мм; $l_0''=205$ мм; $a_{13}=50$ мм; $a_{33}=35$ мм. Для обмотки НН $a_{0ц}=8$ мм (по табл. 4.4); бумажно-бакелитовый цилиндр $\delta_{02}=10$ мм (согласно § 7.3); канал между цилиндром и обмоткой НН для размещения отводов НН от середины ее высоты $a_{у2}=25$ мм. Всего $a_{01}=8+10+25=43$ мм. Расстояния l_0' и l_0'' от ярм такие же, как и для обмотки ВН. В дальнейшем принимаются $l_0=(l_0'+l_0'')/2$. Прессующие кольца обмоток ВН и НН неметаллические, склеенные, древесно-слоистые.

Основное выражение

$$A=0{,}507\sqrt[4]{\frac{S'\,a_р\,k_р}{fu_р\,B_с^2\,k_с^2}}\quad \text{по (3.30)};$$

$$S'=S/3=63\,000/3=21\,000\ \text{кВ·А};$$

$$a_р=a_{12}+(a_1+a_2)/3;$$

$$(a_1+a_2)/3=k\cdot 10^{-2}\sqrt[4]{S'}=0{,}7\cdot 0{,}60\cdot 10^{-2}\sqrt[4]{21\,000}=0{,}05\ \text{м}$$

по (3.28) и табл. 3.3 с прим. 7; $a_{12}=0{,}05$ м; $a_р=0{,}05+0{,}05=0{,}10$ м. Принимаем $k_р=0{,}95$;

$$u_а=P_к/(10S)=240\,000/(10\cdot 63\,000)=0{,}328\ \%;$$

$$u_р=\sqrt{u_к^2-u_а^2}=\sqrt{10{,}5^2-0{,}328^2}=10{,}49\ \%;$$

$B_с=1{,}65$ Тл; $k_{кр}=0{,}930$ (табл. 2.5); $k_з=0{,}96$ (табл. 2.2); $k_с=0{,}93\cdot 0{,}96=0{,}893$.

Основные расчетные коэффициенты по (3.30), (3.35), (3.36), (3.43), (3.44) и (3.52):

$$A_1=5{,}663\cdot 10^4\,k_с\,A^3\,a;\qquad A_2=3{,}605\cdot 10^4\,k_с\,A^2\,l_0;$$

$$B_1=2{,}40\cdot 10^4\,k_с\,k_я\,A^3\,(a+b_1+b_3+e);$$

$$B_2=2{,}40\cdot 10^4\,k_с\,k_я\,A^2\,(a_{12}+2a_{13}+a_{33});$$

$$C_1=K_0\,\frac{Sa^2}{k_д\,k_с^2\,B_с^2\,u_а\,A^2},$$

где $a=1{,}45$ по табл. 3.4; $k_я=1{,}015$ по табл. 2.8; $b_1=0{,}25$ по табл. 3.5, прим. 3; $e=0{,}41$ на основании пояснения к (3.41); $b_3=(16/100)\,b_1=(16/100)\cdot 0{,}25=0{,}04$.

$$A = 0{,}507 \sqrt[4]{\frac{21\,000 \cdot 0{,}10 \cdot 0{,}95}{50 \cdot 10{,}49 \cdot 1{,}65^2 \cdot 0{,}893^2}} = 0{,}583 \text{ по (3.30)};$$

$$A_1 = 5{,}663 \cdot 10^4 \cdot 0{,}893 \cdot 0{,}583^3 \cdot 1{,}45 = 14\,680 \text{ кг};$$

$$A_2 = 3{,}605 \cdot 10^4 \cdot 0{,}893 \cdot 0{,}583^2 \cdot 0{,}14 = 1526 \text{ кг};$$

$$B_1 = 2{,}40 \cdot 10^4 \cdot 0{,}893 \cdot 1{,}015 \cdot 0{,}583^3 (1{,}45 + 0{,}25 + 0{,}04 + 0{,}41) = 9268 \text{ кг};$$

$$B_2 = 2{,}40 \cdot 10^4 \cdot 0{,}893 \cdot 1{,}015 \cdot 0{,}583^2 (0{,}05 + 2 \cdot 0{,}05 + 0{,}035) = 1368 \text{ кг};$$

$$C_1 = 2{,}46 \cdot 10^{-2} \frac{63\,000 \cdot 1{,}45^2}{0{,}81 \cdot 0{,}893^2 \cdot 1{,}65^2 \cdot 0{,}382 \cdot 0{,}583^2} = 14\,308 \text{ кг}.$$

В соответствии с прим. 1 к табл. 3.12 принимается $\beta = 1{,}35$. Тогда диаметр стержня магнитной системы $d = Ax = 0{,}583 \sqrt[4]{1{,}35} = 0{,}6284$. Ближайший диаметр из нормализованного ряда $d_н = 0{,}630$ м. Значение $\beta_н$, соответствующее нормализованному значению диаметра,

$$\beta_н = (d_н / A)^4 = (0{,}630/0{,}583)^4 = 1{,}081^4 = 1{,}365.$$

Масса стали

$$G_{ст} = A_1/x + (A_2 + B_2)\, x^2 + B_1\, x^3 = 14\,680/1{,}081 +$$
$$+ (1526 + 1368) \cdot 1{,}081^2 + 9268 \cdot 1{,}081^3 = 28\,669 \text{ кг}.$$

Масса металла обмоток на основном ответвлении (при номинальной мощности)

$$G_0 = C_1/x^2 = 14\,308/1{,}081^2 = 12\,244 \text{ кг}.$$

Для определения массы металла регулировочной обмотки необходимо найти ее средний диаметр

$$D_{ср3} = d_{12} + a_{12} + b_1\, d + 2a_{23} + 0{,}5 b_3\, d =$$
$$= 0{,}9135 + 0{,}05 + 0{,}25 \cdot 0{,}630 + 2 \cdot 0{,}05 + 0{,}5 \cdot 0{,}04 \cdot 0{,}630 = 1{,}2336 \text{ м};$$

$$G_{03} = G_0 \frac{D_{ср3}}{d_{12}}\, 0{,}08 = 12\,244 \frac{1{,}2336}{0{,}9135}\, 0{,}08 = 1323 \text{ кг}.$$

Полная масса металла обмоток

$$G_{1-3} = 12\,244 + 1323 = 13\,567 \text{ кг}.$$

Расчет массы стали магнитной системы, потерь и тока холостого дается в гл. 8.

Основные размеры магнитной системы: диаметр стержня $d = 0{,}63$ мм; расстояние между осями стержней

$$C = d_{12} + a_{12} + b_1\, d + 2a_{13} + b_3\, d + a_{33} = 0{,}9135 + 0{,}05 +$$
$$+ 0{,}25 \cdot 0{,}63 + 0{,}04 \cdot 0{,}63 + 2 \cdot 0{,}05 + 0{,}035 = 1{,}281 \approx 1{,}28 \text{ м}.$$

По табл. 8.7 находим:

сечение стержня

$$П_с = П_{ф,с}\, k_з = 2892{,}5 \cdot 10^{-4} \cdot 0{,}96 = 0{,}27768 \text{ м}^2;$$

сечение ярма

$$П_я = П_{ф,я} k_з = 2958,3 \cdot 10^{-4} \cdot 0,96 = 0,28397 \text{ м}^2;$$

объем стали угла

$$U_у = U'_у k_з = 154240 \cdot 0,96 = 0,14807 \text{ м}^3.$$

Масса стали ярм по (8.8)

$$G'_я = 2 \cdot 2 \cdot 1,28 \cdot 0,28397 \cdot 7650 = 11\,174 \text{ кг};$$

по (8.9)

$$G''_я = 2 \cdot 0,14807 \cdot 7650 = 2265 \text{ кг}.$$

Масса стали угла

$$G_у = (1/2)\, G''_я = 2265/2 = 1132,5 \text{ кг}.$$

Масса стали ярм

$$G_я = G'_я + G''_я = 11\,174 + 2265 = 13\,439 \text{ кг}.$$

Для расчета массы стали стержней определяем:
высоту обмоток

$$l = \pi d_{12}/\beta = \pi \cdot 0,9135/1,365 = 2,102 \approx 2,1 \text{ м};$$

длину стержня

$$l_с = l + 2l_0 = 2,100 + 2 \cdot 0,14 = 2,380 \text{ м}.$$

По (8.12)

$$G'_с = 3П_с\, l_с\, \gamma_{ст} = 3 \cdot 0,27768 \cdot 2,38 \cdot 7650 = 15\,167 \text{ кг}.$$

По (8.13)

$$G''_с = c\left(П_с\, a_{1я}\, \gamma_{ст} \cdot 10^{-3} - G_у\right) =$$
$$= 3\,(0,27768 \cdot 615 \cdot 7650 \cdot 10^{-3} - 1132,5) = 695 \text{ кг},$$

где $a_{1я}$=615 мм по табл. 8.5; $G''_с$ учитывает массу объема стали между торцом стержня и углом ярма.

Таблица 10.3. **Сравнение данных расчета трансформатора типа отвечающим требованиям по ГОСТ 12965-74**

Расчет	β	$B_с$, Тл	d, м	C, м	$l_с$, м
По § 10.3	1,365	1,65	0,63	1,28	2,380
По ГОСТ 12965-74	1,799	1,543	0,71	1,50	2,015

Масса стали стержней

$$G_c = G_c' + G_c'' = 15\,167 + 695 = 15\,862 \text{ кг}.$$

Потери холостого хода по (8.32)

$$P_x = k_{п,д}\, p_c\,(G_c + 0{,}5k_{п,у}\,G_у) + k_{п,д}\, p_я\,(G_я - 6G_у + 0{,}5k_{п,у}\,G_у),$$

где $k_{п,д}=1{,}20$; $B_c=1{,}65$ Тл; $B_я=1{,}65\cdot0{,}27768/0{,}28397=1{,}613$ Тл; $p_c=1{,}263$ Вт/кг; $p_я=1{,}179$ Вт/кг (по табл. 8.10); $k_{п,у}=9{,}74$ (по табл. 8.13);

$$P_x = 1{,}20\cdot1{,}263\,(15\,862 + 0{,}5\cdot9{,}74\cdot1132{,}5) + 1{,}20\cdot1{,}179\,(13\,439 - 6\cdot1132{,}5 + 0{,}5\cdot9{,}74\cdot1132{,}5) = 49\,602 \text{ Вт}.$$

Ток холостого хода по (8.44)

$$Q_x = k_{т,д}'\,k_{т,д}''\,q_c\,(G_c + 0{,}5k_{т,у}\,k_{т,пл}\,G_у) + k_{т,д}'\,k_{т,д}''\,q_я\,(G_я - 6G_у + 0{,}5\,k_{т,у}\,k_{т,пл}\,G_у) + k_{т,д}''\,(q_{з1}\,n_{з1}\,П_{з1} + q_{з2}\,n_{з2}\,П_{з2}),$$

где $k_{т,д}'=1{,}20$; $k_{т,д}''=1{,}15$; $k_{т,пл}=1{,}18$ по тексту пояснения к (8.44) и по табл. 8.21 для ширины второго пакета ярма по табл. 8.5 и 8.21; $k_{т,у}=34{,}20$ по табл. 8.20.

Для стали стержней $q_c=1{,}866$ В·А/кг; для стали ярм $q_я=1{,}665$ В·А/кг по табл. 8.17 для индукций 1,65 и 1,613 Тл. Площади немагнитных зазоров: на прямом стыке $П_{з2}=0{,}27768$ м²; на косом стыке $П_{з1}=0{,}27768\sqrt{2}=0{,}39261$ м². Магнитные индукции на прямом стыке $B_{з2}=1{,}65$; на косом стыке $B_{з1}=1{,}65/\sqrt{2}=1{,}167$ Тл. Соответствующие удельные намагничивающие мощности для прямых стыков $q_{з2}=22\,460$ В·А/м², для косых стыков $q_{з1}=3240$ В·А/м². Число косых стыков $n_{з1}=6$, число прямых — $n_{з2}=2$ (табл. 8.17);

$$Q_x = 1{,}20\cdot1{,}15\cdot1{,}866\,(15\,862 + 0{,}5\cdot34{,}20\cdot1{,}18\cdot1132{,}5) + 1{,}20\cdot1{,}15\cdot1{,}605\,(13\,439 - 6\cdot1132{,}5 + 0{,}5\cdot34{,}20\cdot1{,}18\cdot1132{,}5) + 1{,}15\,(3240\cdot6\cdot0{,}39261 + 22\,460\cdot2\cdot0{,}27768) = 165\,046 \text{ В·А}.$$

Ток холостого хода $i_0=165\,046/(10\cdot63\,000)=0{,}262$ %.

В табл. 10.3 приведено сравнение данных рассчитанного трансформатора с данными трансформатора того же типа, рассчитанного с параметрами холостого хода и короткого замыкания, соответствующими требованиям ГОСТ 12965-74.

ТРДН-63000/110, рассчитанного по § 10.3, с трансформатором,

$G_{ст}$, кг	G_o, кг	P_x, Вт	i_o, %	$P_к$, Вт
29 423	13 567	49 602	0,262	240 000
37 119	12 292	59 000	Не более 0,600	245 000

Глава одиннадцатая

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ РАСЧЕТА НА ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРА

11.1. ВЛИЯНИЕ ИНДУКЦИИ НА МАССЫ АКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ И НЕКОТОРЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРА

Обобщенный метод расчета трансформаторов, изложенный в § 3.4—3.6, может быть применен и к исследованию влияния, оказываемого изменением тех или иных исходных данных расчета — индукции в стержне $B_с$, принятого уровня потерь короткого замыкания $P_к$, коэффициента заполнения сечения стержня $k_с$ и др. на результаты расчета — основные размеры трасформатора, массы активных материалов, параметры холостого хода и другие данные трансформатора.

Выбор индукции в стержне магнитной системы $B_с$ оказывает существенное влияние на размеры трансформатора и массы его активных материалов. Из (3.29) и (3.30) следует, что $d \sim 1 \sqrt{B_с}$, т.е. диаметр стержня (а вместе с ним и другие размеры) уменьшается с увеличением $B_с$ при сохранении неизменного значения реактивной составляющей напряжения короткого замыкания $u_р$. Уменьшение размеров магнитной системы ведет к соответствующему уменьшению массы стали.

Напряжение одного витка обмотки $u_в \sim d^2 B_с$ при сохранении равенств (3.29) и (3.30) с изменением $B_с$ остается неизменным. Вследствие этого число витков обмотки при заданном ее напряжении с увеличением $B_с$ остается неизменным, а масса металла обмотки вследствие уменьшения диаметра ее витков уменьшается.

В целях получения наименьшей массы стали магнитной системы и металла обмоток индукцию в стержне $B_с$ стремятся обычно выбирать возможно большей, считаясь, однако, с тем, что увеличение индукции ведет также к увеличению потерь и особенно тока холостого хода трансформатора. Для стали каждой марки, обладающей определенными удельными потерями, можно выбирать оптимальную индукцию, обеспечивающую получение достаточно малой массы стали и приемлемых потерь и тока холостого хода.

Рассмотрим (3.46). Масса стали трансформатора

$$G_{ст} = A_1/x + (A_2 + B_2)\,x^2 + B_1 x^3.$$

Согласно (3.35), (3.36), (3.43) и (3.44) $A_1 \sim A^3$; $B_1 \sim A^3$; $A_2 \sim A^2$; $B_2 \sim A^2$.

Согласно (3.30) $A \sim 1/\sqrt{B_c}$. Если для трансформатора, рассчитанного при индукции B_c, принять новое значение индукции $B_{c,н}$ и выбрать размеры трансформатора в соответствии с этим значением, то масса стали магнитной системы будет равна

$$G_{ст,н} = \left(\frac{A_1}{x} + B_1 x^3\right) \sqrt{\frac{B_c^3}{B_{c,н}^3}} + (A_2 + B_2)\frac{B_c x^2}{B_{c,н}}. \qquad (11.1)$$

Если при этом сохранить значение $\beta = x^4$, то размеры магнитной системы изменятся так, что останется неизменной реактивная составляющая напряжения короткого замыкания $u_р$. Из выражения для $G_{ст,н}$ следует, что с изменением индукции B_c часть массы стали будет изменяться пропорционально $B_c/B_{c,н}$, а часть — пропорционально $\sqrt{(B_c/B_{c,н})^3}$. На рис. 11.1 показаны кривые изменения массы стали по обоим этим законам. Подробное исследование этого вопроса показало, что в действительности масса стали изменяется с изменением индукции B_c по средней кривой $G_{ст} = f(B_c)$ (см. кривую 3 рис. 11.1). При этом кривая действительного изменения массы стали остается практически справедливой для силовых трансформаторов в самом широком диапазоне мощностей и при любых значениях β. Пересчет массы стали $G_{ст}$, полученной при индукции B_c, к новому значению индукции $B_{c,н}$ может быть произведен по формуле

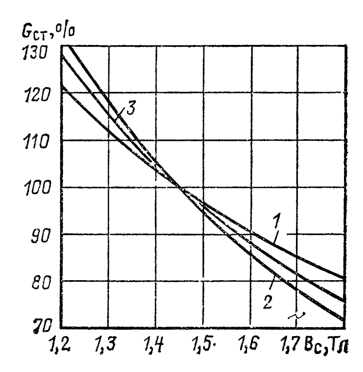


Рис. 11.1. Изменение массы стали с изменением индукции:

1 — по закону $G_{ст} \sim B_c/B_{c,н}$; 2 — по закону $G_{ст} \sim \sqrt{(B_c/B_{c,н})^3}$; 3 — действительное изменение массы $G_{ст} = f(B_c)$

$$G_{ст,н} = \left(0{,}385\frac{B_c}{B_{c,н}} + 0{,}615\sqrt{\frac{B_c^3}{B_{c,н}^3}}\right). \qquad (11.2)$$

Исследование влияния индукции B_c на параметры трансформатора потребовалось в то время, когда горячекатаная сталь в магнитных системах силовых трансформаторов в широких масштабах заменялась холоднокатаной и возникла проблема рационального выбора индукции B_c для новых марок стали.

Выбор диапазона исследуемых значений индукции является произвольным, и если принять его от 1,2 до 1,8 Тл, то он с существенным запасом охватит реально возможные значения расчетной индукции для трансформаторов массовых серий и индивидуального исполнения для различных марок горячекатаной и холоднокатаной стали.

Выражение (11.2) справедливо при любых значениях исходной индукции, положенной в основу расчета B_c и новой расчетной индукции $B_{с,н}$. Для того чтобы надлежащим образом оценить переход от использования в магнитных системах силовых трансформаторов горячекатаной и холоднокатаной стали, за единицу (100 %) приняты параметры магнитной системы из горячекатаной стали, т. е. масса стали, ее стоимость, потери и ток холостого хода при характерной для этой стали индукции $B_c = 1{,}45$ Тл. При проведении исследования все конкретные параметры стали принимались для современных марок стали: горячекатаной — марки 1513 и холоднокатаной — марок 3404 и 3405 по ГОСТ 21427-83.

Относительные потери холостого хода при различных значениях индукции, положенных в основу расчета, могут быть выражены в виде

$$P_{х,н} = k_{п,н} p_н G_{ст,н}/(k_п p G_{ст}).$$

При этом удельные потери для новой марки стали $p_н$ определяются для соответствующей индукции, а для прежней марки находятся для той индукции, при которой потери принимаются за 100 % (для стали марки 1513 толщиной 0,35 мм при $B_c = 1{,}45$ Тл, рис. 11.2, *а*). Коэффициент $k_{п,н}$ учитывает конструкцию магнитной системы (наличие косых и прямых стыков, добавочные потери в углах и т. д.) и для холоднокатаной стали может изменяться с изменением индукции. Коэффициент $k_п$ для горячекатаной стали (кривая потерь *1* на рис. 11.2, *а*) принят в соответствии с пояснениями к (8.30). Кривые $P_х = f(B_c)$ для холоднокатаных сталей марок 3404 и 3405 толщиной соответственно 0,35 и 0,30 мм рассчитаны при некоторых допущениях по

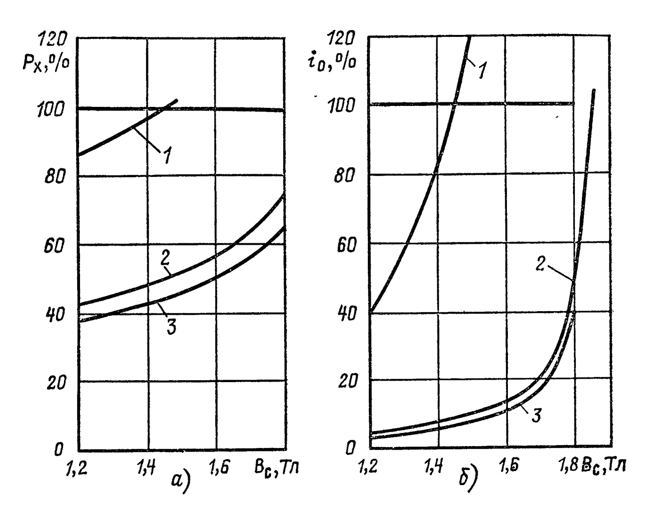


Рис. 11.2. Изменение потерь и тока холостого хода при изменении индукции:

а — потери холостого хода, сталь марок: *1* — 1513; *2* — 3404 (0,35 мм); *3* — 3405 (0,30 мм); *б* — ток холостого хода, сталь марок: *1* — 1513 (0,35 мм); *2* — 3404 (0,35 мм); *3* — 3405 (0,30 мм)

формуле (8.32) для магнитной системы с шестью косыми стыками, многоступенчатой формой сечения ярма, стяжкой стержней бандажами и отжигом пластин после их нарезки.

Наклон кривых, характеризующих изменение потерь холостого хода, сравнительно медленно увеличивается с увеличением индукции, что позволяет сделать вывод о нецелесообразности уменьшения этих потерь путем снижения индукции. При необходимости снизить потери холостого хода целесообразно переходить на новую марку стали с меньшими удельными потерями или при неизменной индукции уменьшать общую массу стали путем уменьшения β в расчете диаметра стержня магнитной системы (см. § 3.6). Этот второй путь связан с увеличением массы металла обмоток.

Относительный ток холостого хода аналогично потерям может быть выражен в виде

$$i_{0\text{н}} = \frac{k_{\text{т,н}} q_{\text{н}} G_{\text{ст,н}}}{k_{\text{т}} q G_{\text{ст}}},$$

где $k_{\text{т}}$ — общий коэффициент; удельная намагничивающая мощность q и $G_{\text{ст}}$ определяются для прежней марки стали (1513) и индукции, принятой за 100 % (1,45 Тл); $k_{\text{т,н}}$, $q_{\text{н}}$ и

$G_{ст,н}$ находятся для новой марки стали при всех индукциях в выбранном диапазоне.

На рис. 11.2, *б* построены кривые относительного тока холостого хода для стали марок 1513 (толщина 0,35 мм), 3404 (0,35 мм) и 3405 (0,30 мм). Эти кривые рассчитаны с некоторыми допущениями по (3.58) и (8.44) для той же конструкции магнитной системы, для которой рассчитывались относительные потери, с учетом намагничивающей мощности, необходимой для стыков, и добавочной мощности для углов магнитной системы.

Увеличение потерь холостого хода с увеличением индукции вследствие медленного увеличения наклона кривых не ставит определенных границ для выбора $B_с$. Ток холостого хода при некоторых значениях индукции начинает резко возрастать и поэтому является главным критерием при выборе рационального значения $B_с$. Именно поэтому для горячекатаной стали в свое время выбирали индукцию в пределах $B_с \leqslant 1{,}4 \div 1{,}45$ Тл, а для современной холоднокатаной стали в большинстве трансформаторов ее ограничивают значением $B_с \leqslant 1{,}6 \div 1{,}65$ Тл. В трансформаторах мощностью менее 100 кВ·А, где в значительной степени сказывается наличие в магнитной цепи немагнитных зазоров, допускают значения $B_с$ до 1,4—1,6 Тл. При расчете трансформаторов очень больших мощностей (250 000—1 000 000 кВ·А) в целях некоторого уменьшения их габаритов иногда допускают индукцию до 1,7 Тл.

В трансформаторах с естественным воздушным охлаждением (сухих) вследствие худших по сравнению с масляными трансформаторами условий охлаждения магнитной системы допускают более низкие значения индукции.

Масса металла обмоток также изменяется с изменением расчетного значения индукции, и ее изменение можно определить по (3.50)

$$G_0 = C_1/x^2.$$

При сохранении β и, следовательно, x^2 $G_0 \sim C_1$, или

$$G_0 \sim K_0 \frac{Sa^2}{k_д k_с^2 B_с^2 u_а A^2}.$$

Из величин, входящих в это выражение, от $B_с$ зависят только $B_с$ и A. Поскольку $A \sim 1/\sqrt{B_с}$, то

$$G_0 \sim 1/B_с, \qquad (11.3)$$

или

$$G_{о,н} = G_0 B_с / B_{с,н}. \quad (11.4)$$

При этом трансформатор имеет заданные потери короткого замыкания $P_к$ и заданное напряжение короткого замыкания $u_к$. Изменение массы обмоток с изменением индукции происходит за счет изменения среднего диаметра витка и его сечения при постоянном числе витков. Так с увеличением индукции уменьшаются диаметр витка и масса обмоток, а уменьшение среднего диаметра витка позволяет при заданных потерях $P_к$ увеличить плотность тока (3.49) и дополнительно уменьшить массу металла обмоток.

При постоянстве плотности тока потери короткого замыкания могут быть снижены и связь массы металла обмоток с индукцией может быть найдена, как и раньше, если принять во внимание, что

$$u_а = KJ^2 G_0/(k_д \cdot 10S)$$

[см. (3.9) и (3.48)];

$$G_0 \sim 1/\sqrt{B_с}. \quad (11.5)$$

Потери короткого замыкания при изменении индукции и постоянстве плотности тока изменяются пропорционально массе металла обмоток, т. е.

$$P_к \sim 1/\sqrt{B_с}. \quad (11.6)$$

На рис. 11.4 построены кривые $G_о$ по (11.4) и (11.5), показывающие изменение массы металла обмоток в диапазоне индукций 1,2—1,8 Тл.

Относительная стоимость активной стали при различных индукциях, положенных в основу расчета трансформатора, может быть выражена в виде

$$C_{ст,н} = c_{ст,н} G_{ст,н}/(c_{ст} G_{ст}),$$

где $c_{ст,н}$ — цена 1 кг стали новой марки; $c_{ст}$ — то же для стали прежней марки; $G_{ст,н}/G_{ст}$ — отношение масс стали по кривой *3* рис. 11.1 или по (11.2).

Соответствующие кривые $C_{ст}=f(B_с)$ построены на рис. 11.3, *а* для стали марок горячекатаной 1513 (толщина 0,35 мм) и холоднокатаной 3404 (0,35 мм) и 3405 (0,30 мм).

Несмотря на более высокую цену и стоимость холоднокатаной стали, осуществленная в свое время замена горячекатаной стали на холоднокатаную с повышением расчет-

ной индукции была оправдана прежде всего тем, что она позволила существенно уменьшить расход стали и обмоточного провода, улучшить массогабаритные показатели трансформатора, уменьшить потери и ток холостого хода и, следовательно, издержки в эксплуатации трансформатора. Экономический расчет показывает, что эта замена,

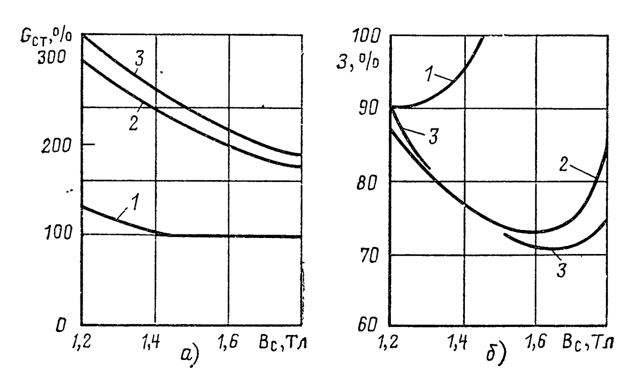


Рис. 11.3. Изменение стоимости стали и приведенных затрат при изменении индукции:

а — изменение стоимости стали, сталь марок: *1* — 1513 (0,35 мм); *2* — 3404 (0,35 мм); *3* — 3405 (0,30 мм); *б* — изменение приведенных затрат, сталь марок: *1* — 1513 (0,35 мм); *2* — 3404 (0,35 мм); *3* — 3405 (0,30 мм)

несмотря на увеличение стоимости стали, привела к уменьшению стоимости трансформации энергии, т. е. к уменьшению приведенных затрат на изготовление, установку и эксплуатацию трансформатора.

Для экономического сравнения трех вариантов трансформатора для трех рассмотренных марок стали были в общем виде рассчитаны приведенные годовые затраты *З* на трансформаторную установку по формуле (1.2) с учетом табл. 1.3. Относительная стоимость стали при этом принималась по кривым рис. 11.3, *а*; относительная стоимость (и масса) обмоток — по кривой *1* рис. 11.4; относительные потери и ток холостого хода — по кривым рис. 11.2.

Результаты расчета показаны в виде кривых на рис. 11.3, *б*, откуда видно, что приведенные годовые затраты при переходе от горячекатаной стали марки 1513—0,35 мм к холоднокатаной марок 3404 — 0,35 мм и 3405 — 0,30 мм снижаются на 25—28 % и имеют минимальные значения при $B_с = 1{,}5 \div 1{,}7$ Тл.

Таким образом, определяется единственно разумное в

настоящее время и экономичное использование для изготовления магнитных систем силовых трансформаторов холоднокатаной стали с лучшими магнитными свойствами при значениях магнитной индукции 1,5—1,7 Тл.

Необходимо отметить, что, поскольку в математические выражения, положенные в основу исследования, включены

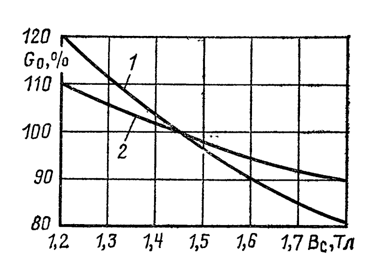


Рис. 11.4. Изменение массы металла обмоток при изменении индукции:
1 — по (11.4); *2* — по (11.5)

такие параметры, как потери $P_к$ и напряжение $u_к$ короткого замыкания, все возможные варианты трансформатора при изменении индукции B_c от 1,2 до 1,8 Тл будут иметь значения этих параметров, равные заданным.

Поскольку математические выражения для определения массы стали (3.46) и металла обмоток (3.50) и (3.52) в обобщенном виде одинаковы для плоской и пространственной магнитных систем, медных и алюминиевых обмоток, сухих и масляных трансформаторов, все выводы, полученные в настоящем параграфе относительно изменения масс и стоимостей активных материалов, в одинаковой степени относятся к силовым трансформаторам с плоскими и пространственными магнитными системами, с медными и алюминиевыми обмотками, с масляным и воздушным охлаждением.

Соотношения (11.2)—(11.6) и графики на рис. 11.1—11.4 для любого трансформатора позволяют с достаточной точностью оценить, как изменяются масса и стоимость стали магнитной системы и металла обмоток, потери холостого хода и короткого замыкания, а также ток холостого хода при изменении индукции, положенной в основу расчета трансформатора. На основании этих данных по методике, описанной в § 1.3, может быть оценена экономическая эффективность выбора того или иного значения индукции. При выборе индукции для трансформаторов различной мощности при обычном расчете можно использовать данные табл. 2.4.

11.2. ВЛИЯНИЕ ПОТЕРЬ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТА ЗАПОЛНЕНИЯ k_c И ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАССТОЯНИЙ НА МАССУ И СТОИМОСТЬ АКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ТРАНСФОРМАТОРА

Расчет отдельного трансформатора обычно проводится на базе существующей серии трансформаторов с определенными конструкциями магнитных систем и обмоток, общей для всей серии конструкцией изоляции, установленными изоляционными расстояниями, известными марками активных и изоляционных материалов и общей технологией производства. В этом случае параметры короткого замыкания $P_к$ и $u_к$, входящие в ряд параметров всей серии, коэффициент заполнения площади круга активным сечением стержня k_c, определяемый выбранной маркой стали и принятой технологией изготовления магнитной системы, и изоляционные расстояния главной изоляции обмоток, зависящие от конструкции главной изоляции и применяемых изоляционных материалов, по существу являются заданными для расчетчика.

При разработке новых серий обычно производится изменение как конструкции, так и технологии производства трансформаторов, применяются новые, более эффективные или экономичные магнитные, проводниковые и изоляционные материалы, улучшаются параметры трансформаторов серии. При этом обычно стремятся уменьшить потери холостого хода $P_х$ и короткого замыкания $P_к$, увеличить коэффициент заполнения k_c и уменьшить не в ущерб электрической прочности трансформатора изоляционные расстояния главной изоляции обмоток. Для оценки эффективности подобных изменений необходимо исследовать, как эти изменения отражаются на параметрах трансформатора, массах и стоимости его активных материалов.

Изменение потерь короткого замыкания трансформатора может быть произведено изменением плотности тока в обмотках и соответствующим изменением массы металла обмоток.

Массу металла обмоток, как было показано ранее (см. § 11.1), можно определить по формуле

$$G_0 = \frac{C_1}{x^2} = K_0 \frac{Sa^2}{k_д k_c^2 B_c^2 u_а A^2} \frac{1}{x^2}.$$

Из величин, входящих в это выражение, от потерь короткого замыкания $P_к$ зависит только $u_а = P_к/(10S)$. Кос-

венно от $P_к$ зависит параметр a, принимаемый постоянным для заданных потерь $P_к$, но изменяющийся при изменении $P_к$ (см. § 3.5 и табл. 3.4). Таким образом,

$$G_0 \sim C_1 \sim a^2/P_к. \tag{11.7}$$

При относительно небольших изменениях $P_к$ — в пределах ± 20 % можно считать $a=\text{const}$ и пользоваться упрощенной формулой

$$G_0 \sim 1/P_к. \tag{11.8}$$

Изменение плотности тока с изменением $P_к$ можно получить из (3.60)

$$J=\sqrt{\frac{k_д P_к x^2}{KC_1}} \sim \sqrt{\frac{P_к P_к}{a^2}}=\frac{P_к}{a} \tag{11.9}$$

или, если пренебречь изменением a,

$$J \sim P_к. \tag{11.10}$$

Зависимости между $G_о$, J и $P_к$ графически изображены на рис. 11.5 сплошными линиями для упрощенных формул (11.8) и (11.10) и штриховыми линиями для точных формул (11.7) и (11.9). При этом за 100 % приняты значения $G_о$, J и $P_к$ для любого исходного известного варианта. В связи с некоторым изменением сечения обмоток и необходимостью изменения площади окна магнитной системы при изменении $P_к$ несколько изменится масса стали $G_{ст}$—

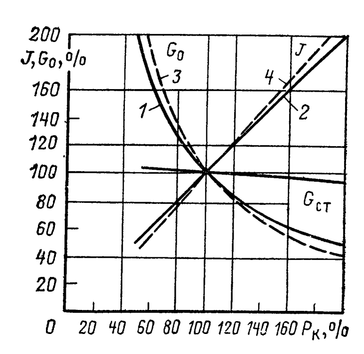


Рис. 11.5. Зависимость между потерями короткого замыкания $P_к$, массой металла обмоток $G_о$ и плотностью J:

1 и *2* — по (11.8) и (11.10); *3* и *4* — по (11.7) и (11.9)

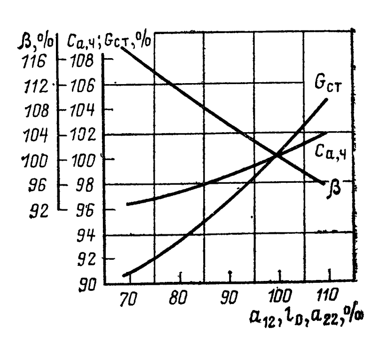


Рис. 11.6. Изменение массы стали $G_{ст}$, стоимости активной части $C_{а,ч}$ и β с изменением изоляционных расстояний a_{12}, l_0, a_{22} ($P_к=\text{const}$; $u_к=\text{const}$; $G_о=\text{const}$)

увеличивается с уменьшением $P_к$ и уменьшается с его увеличением. Графики на рис. 11.5 показывают, что при изменениях $P_к$ в пределах $\pm 20\,\%$ можно с успехом пользоваться упрощенными формулами. Из кривой *1* следует также, что уменьшение потерь короткого замыкания путем уменьшения плотности тока сопряжено с существенным увеличением массы металла обмоток.

Коэффициент заполнения сталью $k_с$, равный произведению двух коэффициентов $k_{кр}$ — коэффициента заполнения круга и $k_з$ — коэффициента заполнения сечения стержня, входит в число исходных данных, выбираемых до начала расчета трансформатора. От значения коэффициента $k_с$ зависят коэффициенты A (3.30), A_1 (3.35), B_1 (3.43) и C_1 (3.52), а именно:

$$A \sim \sqrt{\frac{1}{k_c}};\ A_1 \sim A^3 k_c \sim \frac{k_c}{k_c\sqrt{k_c}} \sim \sqrt{\frac{1}{k_c}};$$

$$B_1 \sim A^3 k_c \sim \sqrt{\frac{1}{k_c}} \text{ и } C_1 \sim \frac{1}{k_c^2 A^2} \sim \frac{k_c}{k_c^2} \sim \frac{1}{k_c}.$$

Коэффициенты A_2 и B_2 от $k_с$ не зависят:

$$A_2 \sim A^2 k_c \sim \frac{k_c}{k_c} \sim 1;\quad B_2 \sim A^2 k_c \sim 1.$$

Из приведенных зависимостей следует, что с ростом $k_с$ уменьшается масса стали $G_{ст}$ (A_1 и B_1) и масса металла обмоток (C_1), а вместе с ними стоимость активных материалов, потери и ток холостого хода при сохранении неизменных значений $P_к$ и $u_к$, положенных в основу рассматриваемых выражений.

Коэффициент $k_з$ зависит от толщины выбранной марки стали (0,35; 0,30 или 0,27 мм) и вида изоляции пластин. Современная холоднокатаная сталь с нагревостойким электроизоляционным покрытием ЭТ (ГОСТ 21427-83) имеет коэффициент заполнения для этих толщин соответственно $k_з = 0{,}97 \div 0{,}94$ и без покрытия не более 0,97. Следовательно, коэффициент заполнения сечения стержня $k_з$ не дает реальной возможности для увеличения $k_с$.

Коэффициент заполнения круга $k_{кр}$ зависит от числа и размеров ступеней (пакетов) в сечении стержня. Увеличение числа ступеней с уменьшением толщины пакетов позволит увеличить $k_{кр}$, однако усложнит технологию изготовления магнитной системы. Ограниченные возможности уве-

личения коэффициента $k_{кр}$ для диапазона диаметров стержня от 0,08 до 0,75 м рассмотрены в § 8.1.

Основные изоляционные расстояния главной изоляции обмоток — ширина канала между обмотками ВН и НН a_{12}, расстояние от обмотки ВН до ярма l_0 и расстояние между обмотками ВН соседних фаз a_{22} — в явном виде входят в формулы (3.36) и (3.44), определяющие массу стали магнитной системы, а расстояние a_{12} в скрытом виде входит также в выражение (3.30), служащее основой системы обобщенного расчета магнитной системы и обмоток. Влияние размеров изоляционных расстояний на массу активной части сказывается в большей степени в трансформаторах с более высоким номинальным напряжением обмоток ВН, а в трансформаторах с одинаковыми номинальными напряжениями — при относительно меньших мощностях.

При проектировании новых серий всегда стремятся уменьшить изоляционные расстояния применением новых материалов, обладающих повышенной электрической прочностью, и новых улучшенных изоляционных конструкций или снижением испытательных напряжений. Во всех этих случаях представляется интересным оценить, в какой степени является эффективным то или иное мероприятие по уменьшению изоляционных расстояний.

Исследование этого вопроса проведено путем расчета по обобщенному методу нескольких вариантов трехфазного двухобмоточного трансформатора типа ТДН-25000/110 мощностью 25 000 кВ·А с напряжением обмотки ВН 110 кВ. Расчет производился по методике, описанной в § 3.5 и 3.6 для пяти вариантов изоляционных расстояний a_{12}, l_0 и a_{22}, составляющих 70, 80, 90, 100 и 110 % соответствующих расстояний в серии трансформаторов с напряжением ВН 110 кВ. При расчете была принята сталь марки 3404 толщиной 0,35 мм по ГОСТ 21427-83 при неизменных потерях короткого замыкания $P_к$ и $u_к = 10{,}5$ %.

Изменение a_{12} отражается при расчете на коэффициентах A, A_1, A_2, B_1, B_2 и C_1. Кроме того, коэффициенты A_2 и B_2 зависят также от l_0 и от a_{12} и a_{22}. Поэтому в результате расчетов были получены варианты трансформаторов с различными массами стали $G_{ст}$ и металла обмоток $G_о$. При этом уменьшение изоляционных расстояний при сохранении одного значения β при неизменных $P_к$ и $u_к$ приводило к уменьшению диаметра d, снижению массы стали и некоторому увеличению массы металла обмоток. Масса металла обмоток при этом увеличивается потому, что умень-

шение изоляционного расстояния a_{12} приводит к уменьшению приведенной ширины канала между обмотками ВН и НН $a_р$, и для сохранения значения реактивной составляющей напряжения короткого замыкания $u_р$ в (7.32) приходится уменьшать напряжение одного витка $u_в$ и увеличивать число витков обмоток.

Поскольку увеличение массы металла обмоток является нежелательным, были подобраны такие значения β, при которых масса металла обмоток остается неизменной при всех вариантах изоляционных расстояний.

Результаты расчетов представлены в виде кривых на рис. 11.6. Снижение изоляционных расстояний на 20—30 % по сравнению с расстояниями в реальном трансформаторе типа ТДН-25 000/110 может привести к снижению массы стали, а следовательно, и потерь холостого хода на 7—10 % и стоимости активной части на 3—4 %. С увеличением мощности трансформатора при сохранении напряжения обмотки ВН 110 кВ эффект от уменьшения изоляционных расстояний будет соответственно уменьшаться.

Глава двенадцатая

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕРИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

12.1. ВЫБОР ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СЕРИИ

В практике трансформаторостроения типом трансформатора принято называть образец конструкции трансформатора, характеризуемой совокупностью определенных признаков: назначением, числом фаз, частотой, мощностью, классом напряжения, числом обмоток, металлом провода обмоток, видом регулирования напряжения и видом охлаждения. При этом определении типа серией трансформаторов называется ряд типов трансформаторов определенного назначения и конструкции, с одинаковым числом фаз, одной частоты, одного класса напряжения, с одним числом обмоток и одним металлом провода обмоток, с одним видом регулирования напряжения и одним видом охлаждения, различных мощностей, нарастающих по определенной шкале в ограниченном диапазоне.

Серия обычно характеризуется определенными уровнем и соотношением потерь холостого хода и короткого замы-

кания, определенными напряжением короткого замыкания, сочетаниями номинальных напряжений и схем и групп соединения обмоток ВН и НН (СН). Все трансформаторы каждой серии обычно имеют одинаковые конструкции магнитных систем, обмоток и изоляции, изготовляются из одинаковых активных и изоляционных материалов, с одинаковыми электромагнитными нагрузками этих материалов, по единой технологии.

Исходя из определения серии можно, например, так охарактеризовать одну из современных серий силовых трансформаторов: серия трехфазных двухобмоточных силовых трансформаторов общего назначения, т. е. предназначенных для питания общих и местных электрических сетей, частоты 50 Гц, класса напряжения 35 кВ, с переключением ответвлений без возбуждения, с естественным масляным охлаждением, с мощностями по стандартной шкале ГОСТ 9680-77 от 1000 до 6300 кВ·А включительно. Уровень и соотношение потерь холостого хода и короткого замыкания трансформаторов этой серии, напряжения короткого замыкания, сочетания номинальных напряжений, схем и групп соединения обмоток ВН и НН определяются соответствующим ГОСТ. Трансформаторы серии спроектированы с плоскими несимметричными шихтованными стержневыми магнитными системами из холоднокатаной рулонной стали марки 3404 толщиной 0,35 мм, с косыми стыками в магнитной системе и прессовкой стержней и ярм бандажами, с многослойными цилиндрическими обмотками из алюминиевого провода и изоляцией обмоток маслобарьерного типа.

При проектировании отдельного трансформатора, входящего в известную серию, общие данные которой, т. е. шкалы мощностей и напряжений, а также параметры холостого хода и короткого замыкания известны проектировщику, задача расчетчика ограничивается получением наиболее простого и дешевого в производстве, требующего наименьшей затраты материалов и надежного во всех отношениях трансформатора. Решение этой задачи обычно требует более или менее подробной разработки нескольких (3—5) вариантов трансформатора, имеющих заданные параметры, но отличающихся различными соотношениями основных размеров. Выбор наилучшего варианта в этом случае может быть сделан по минимальной стоимости активных материалов трансформатора с учетом других требований производства и эксплуатации.

При разработке новой серии трансформаторов задача существенно усложняется. В этом случае параметры холостого хода и короткого замыкания должны также выбираться проектировщиком так, чтобы в результате разработки была получена серия наиболее экономичных трансформаторов. При этом добиваются получения не наиболее дешевого трансформатора, а наиболее дешевой трансформации энергии, т.е. серии трансформаторов, требующих минимальной суммы первоначальных капитальных вложений в трансформаторные установки и текущих затрат на этих установках за определенный промежуток времени.

Решение этой задачи для каждого типа трансформаторов серии требует рассмотрения большого числа вариантов расчета (20—25), отличающихся не только соотношением основных размеров, но и различными значениями уровня полных потерь и отношения потерь короткого замыкания к потерям холостого хода. Для каждого варианта помимо основных размеров, масс активных материалов и параметров должна быть определена стоимость трансформатора. При проектировании новой серии обычно сохраняется стандартная шкала мощностей и редко варьируются напряжения короткого замыкания трансформаторов.

Сравнительная экономическая оценка полученных вариантов расчета производится по стоимости трансформации энергии по методу приведенных затрат (см. § 1.3) с учетом возможности работы трансформатора при мощности, лежащей в пределах между его номинальной мощностью и ближайшей меньшей номинальной мощностью по шкале серии. На основании отбора наиболее экономичных вариантов определяются оптимальные значения уровня полных потерь и отношения потерь короткого замыкания к потерям холостого хода для каждого типа трансформаторов серии. После такого предварительного выяснения основных параметров трансформаторов серии производится детальная разработка оптимальных вариантов для каждого типа трансформатора. При этом учитываются такие требования производства, как необходимость унификации ряда деталей и узлов для разных типов трансформаторов, рациональный раскрой рулонной стали для магнитных систем, применение прогрессивной технологии обработки холоднокатаной стали и сборки остовов, возможность автоматизации изготовления и сборки отдельных узлов и т.д.

Расчет серии трансформаторов, так же как и расчет отдельных трансформаторов, может производиться выпол-

нением ряда вариантов подробных расчетов, сочетанием приближенных предварительных расчетов с последующей окончательной отработкой подробных расчетов выбранных оптимальных вариантов для каждого типа трансформатора, а в промышленности, как правило, выполнением всех предварительных и окончательных расчетов на ЭВМ.

При проектировании новой серии в современных условиях следует считать заданными: шкалу номинальных мощностей трансформаторов; шкалы номинальных напряжений ВН и НН (СН); схемы и группы соединений обмоток; сочетания напряжений ВН и НН (СН); частоту сети и число фаз трансформаторов.

Должны быть установлены также до начала проектирования серии конструкции и материал изоляции основных изоляционных промежутков главной изоляции и соответствующие изоляционные расстояния (a_{01}, a_{12}, a_{22}, l_0 и т. д.). Эти данные могут быть приняты такими же, как в существующих сериях, или отработаны и экспериментально проверены специально для новой серии.

Должны быть выбраны и известны: марка и толщина электротехнической стали, магнитные свойства стали; принципиальная конструкция магнитной системы трансформаторов серии (плоская или пространственная магнитная система, форма стыков, форма сечения и метод прессовки стержней и ярм) и материал изоляции пластин, а следовательно, и коэффициент заполнения k_c; конструкции и металл обмоток ВН и НН (СН). Должны быть также учтены нормализованная шкала диаметров стержня (см. § 2.3) и нормализованная ширина пластин магнитной системы (см. § 8.1).

Индукция в стержне B_c должна быть выбрана применительно к выбранной марке стали, и ее предельное значение определяется в первую очередь током холостого хода i_0 (см. § 2.2 и 11.1). Этот выбор обычно производится до начала проектирования. В случае необходимости варианты, рассчитанные для выбранной индукции, можно затем пересчитать на другие значения B_c по методике, изложенной в гл. 11.

Напряжение короткого замыкания $u_к$ определяет ток короткого замыкания трансформатора. Необходимость ограничения этого тока для сохранения электродинамической и термической стойкости при коротком замыкании заставляет для трансформаторов различных типов устанавливать значения $u_к$ не менее некоторых минимально допу-

стимых значений. Для нормальной параллельной работы вновь выпускаемых трансформаторов с трансформаторами прежних серий желательно сохранять прежние значения $u_к$, что обычно и практикуется при проектировании новых серий.

Могут варьироваться в широких пределах для каждого трансформатора серии: отношение основных размеров β; потери и ток холостого хода $P_х$ и i_0; потери короткого замыкания $P_к$.

Поскольку β, $P_х$ и i_0 жестко связаны между собой (см. гл. 3), достаточно в широких пределах варьировать β, чтобы при этом также широко варьировать $P_х$ и i_0.

Таким образом, при проектировании новой серии необходимо достаточно широко варьировать β и $P_к$, чтобы охватить практически все реальные варианты каждого трансформатора серии.

Выбор варьируемых величин β и $P_к$ для каждого реального трансформатора следует производить с таким расчетом, чтобы они охватывали зону несколько более широкую, чем зона реальных решений (по высоте стержня, плотности тока, механическим напряжениям при коротком замыкании и т. д.). Рекомендации по выбору предельных β даны в табл. 12.1. Число вариантов в этих пределах можно выбрать по числу стандартных значений диаметра стержня, получаемых в выбранных пределах β.

Таблица 12.1. **Рекомендуемые пределы варьирования β**

Вид охлаждения	Металл обмоток	Мощность, кВ·А		
		25—30	1000—6300	10 000—80 000
Масляное	Медь	1,2—3,6	1,5—3,6	1,2—3,0
»	Алюминий	0,9—3,0	1,2—3,0	1,2—3,0
Воздушное	Медь	1,2—2,7	1,2—2,7	—
»	Алюминий	0,8—2,1	0,8—2,1	—

Пределы варьирования $P_к$ могут быть выбраны по уровню потерь, установленному ГОСТ. Можно рекомендовать пределы $P_к=0,7\div1,1$ до $P_к$ по ГОСТ технических требований к силовым трансформаторам разных мощностей. В этих пределах желательно исследование 4—5 вариантов $P_к$. Таким образом, общее число вариантов расчета каждого трансформатора составит 20—25.

Остальные исходные данные при расчете коэффициентов A, A_1, A_2, B_1, B_2, C_1, M, т. е. k, a и b, для каждого транс-

форматора серии выбираются, как обычно, с учетом уровня $P_к$.

При предварительном расчете новой серии возможно также сравнение отдельных конструктивных решений, например плоской и пространственной магнитной системы, оценка применения той или иной марки электротехнической стали или выбора того или иного значения индукции и т. п.

12.2. ПРИМЕНЕНИЕ ОБОБЩЕННОГО МЕТОДА К РАСЧЕТУ СЕРИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

После выбора для каждого типа трансформатора постоянных и варьируемых данных расчет всех вариантов каждого трансформатора проводится по методу, описанному в гл. 3. Рассчитываются коэффициенты A, A_1, A_2, B_1, B_2 и C_1, выбирается диапазон исследуемых значений β (табл. 12.1) и находятся предельные диаметры стержня

$$d_{max} = A\sqrt[4]{\beta_{max}} \text{ и } d_{min} = A\sqrt[4]{\beta_{min}},$$

а затем в пределах между d_{min} и d_{max} выбираются стандартные диаметры d_1, d_2, d_3... и находятся соответствующие значения β

$$\beta_1 = (d_1/A)^4; \quad \beta_2 = (d_2/A)^4; \quad \beta_3 = (d_3/A)^4 \ldots$$

Дальнейший расчет всех вариантов трансформатора может быть произведен по обобщенному методу так, как это показано в гл. 3 для отдельного трансформатора с различными значениями $P_к$, с последующим построением графиков. При этом расчет трансформатора с заданным значением потерь короткого замыкания $P_к$ по типу примера расчета § 3.6 становится одним из однородных элементов расчета трансформатора новой серии с варьированием заданного значения $P_к$. Такой расчет позволяет получить при малой затрате времени достаточно точные результаты для различных серий масляных и сухих трансформаторов с медными и алюминиевыми обмотками.

Обобщенный метод расчета трансформаторов базируется на теоретических положениях общей теории и теории проектирования трансформаторов. Наряду с этим в нем используются некоторые приближенные численные отношения, обозначенные в гл. 3 k, a и b и принимаемые постоянными для каждого данного трансформатора. Эти приближенные отношения определяются по усредненным дан-

ным существующих серий трансформаторов. В тех случаях, когда новая серия существенно отличается от существующих, например при значительном улучшении магнитных свойств стали, применении нового проводникового материала, изменении частоты или резком изменении установленного уровня потерь короткого замыкания $P_к$, коэффициенты k, a и b, полученные для соответствующих серий, могут быть поставлены под сомнение. Хотя при таком изменении условий изменение этих коэффициентов можно заранее предугадать и уточнить, как это было, например, сделано при разработке методики расчета трансформаторов с алюминиевыми обмотками до расчета таких серий, далее приводится уточненная методика определения постоянных коэффициентов для любой новой серии.

Радикальное изменение конструкции трансформатора, связанное с переходом от несимметричной плоской магнитной системы к симметричной пространственной системе, приводит, как это видно из § 3.5, к некоторому изменению расчетных формул, относящихся к магнитной системе, и определению потерь и тока холостого хода, но при сохранении стержневой конструкции трансформатора не отражается на параметрах обмоток и не требует изменения постоянных коэффициентов k, a и b.

Уточненный метод обобщенного расчета позволяет с достаточной точностью, путем последовательного приближения, на начальной стадии расчета определить радиальные размеры обмоток a_1, a_2 и коэффициенты a и b с учетом мощности трансформатора, уровня потерь короткого замыкания и конструкции обмоток. Выбор основных исходных данных, в том числе и коэффициентов k, a и b, а также определение d_1, d_2, d_3... и коэффициента A в этом случае производятся так же, как и при обычном расчете.

Дополнительно к обычному расчету определяются:

для всех типов обмоток

$$D_1 = 4{,}44 \frac{\pi}{4} f B_c k_c; \tag{12.1}$$

при $f=50$ Гц

$$D_1 = 174{,}27 B_c k_c; \tag{12.2}$$

для медных обмоток

$$D_2 = \frac{0{,}746\, k_д}{S}; \tag{12.3}$$

для алюминиевых обмоток

$$D_2 = \frac{0,463k_д}{S}. \qquad (12.4)$$

Коэффициенты D_1 и D_2 не зависят от d, β и $P_к$ и являются общими для всех вариантов расчета данного трансформатора.

При расчете радиальных размеров обмоток первоначально определяется активное сечение, т. е. полное сечение металла каждой обмотки в окне $П$, и затем учитываются высота обмотки l и ее коэффициенты заполнения в осевом и радиальном направлениях с учетом изоляции провода, междувитковой, междуслойной и междукатушечной изоляцией и охлаждающих каналов.

Из (12.1) нетрудно получить напряжение одного витка

$$u_в = D_1 d^2. \qquad (12.5)$$

Тогда число витков обмотки

$$w = U' k_{рег}/u_в = U' k_{рег}/(D_1 d^2), \qquad (12.6)$$

где U' — номинальное напряжение обмотки одного стержня, В.

Коэффициент $k_{рег}$ учитывает наличие регулировочных витков в обмотках ВН и СН. Для обмотки НН $k_{рег}=1$.

Средняя плотность тока в обмотках, А/м², может быть найдена из (7.10), (12.3) и (12.4) с учетом того, что $d_{12}= =ad$,

$$J = D_2 \frac{D_1 d}{a} P_к. \qquad (12.7)$$

Активное сечение обмотки (сечение металла), м²,

$$П = \frac{I'w}{J} k_{рег} = \frac{I'U'ak_{рег}}{D_1 d^2 D_2 D_1 d P_к};$$

$$П = \frac{aS'k_{рег}}{D_1^2 D_2 d^3 P_к} 10^3, \qquad (12.8)$$

где I', А, S', кВ·А, — ток и мощность обмотки одного стержня.

Радиальный размер обмотки a_0 зависит от ее конструкции, полного активного сечения $П$, осевого размера l, толщины изоляции провода, наличия дополнительной изоляции, например между слоями (общее сечение изоляции $П_и$), взаимного расположения витков, наличия и размеров осевых и радиальных каналов внутри обмотки (общее се-

чение каналов $П_к$). Все перечисленные признаки в обмотках различных типов сочетаются по-разному. В общем виде радиальный размер обмотки может быть найден так:

$$a_о = (П + П_к + П_и)/l. \qquad (12.9)$$

При детальном рассмотрении обмоток различных типов удобно сечение охлаждающих и изоляционных каналов внутри обмотки определять и учитывать по их размерам. Учет сечения изоляции удобно вести частично по фактическим размерам, частично путем введения коэффициентов. Длина горизонтальных (радиальных) и вертикальных (осевых) охлаждающих каналов определяется соответствующими размерами обмотки $a_о$ и l, а их ширина выбирается из условия обеспечения надлежащего охлаждения обмотки (см. § 9.5) и непосредственно связывается с радиальным $a_о$ или осевым l размером обмотки.

Нормальный размер (ширина) осевого охлаждающего канала в многослойной обмотке масляного трансформатора между двумя частями обмотки для мощностей 10—630 кВ·А может быть принят по формуле

$$a_к = 0{,}004 + 0{,}004l; \qquad (12.10)$$

для мощностей от 1000 кВ·А и более

$$a_к = 0{,}01\,l. \qquad (12.10а)$$

В обмотках сухих трансформаторов

$$a_к = (0{,}015 \div 0{,}020)\,l, \qquad (12.10б)$$

где $l = \pi a d/\beta$.

Размеры радиальных каналов в обмотках могут быть выбраны применительно к мощности трансформатора.

Детальное исследование размещения обмоток разных конструкций в окне трансформатора позволило для масляных трансформаторов получить относительно несложные выражения для определения радиального размера обмотки при расчете по обобщенному методу, приведенные в табл. 12.2 в соответствии с рис. 12.1 и 12.2. Общие выражения для определения радиальных размеров обмоток НН a_1 и ВН a_2 даны для трансформаторов мощностью от 25 до 63 000 кВ·А классов напряжения 6, 10, 35 и 110 кВ масляных и сухих с медными и алюминиевыми обмотками разных типов. При использовании в расчете этих выражений для отдельных конструкций обмоток следует дополнительно определить следующие величины.

Таблица 12.2. **Расчет радиальных размеров обмоток НН и ВН при проектировании новых серий трансформаторов с медными и алюминиевыми обмотками**

Мощность, кВ·А	Тип обмоток	Формула
25—630	Обмотки НН цилиндрические двухслойные из прямоугольного провода 400, 525 и 690 В	$a_1 = a_к + \dfrac{(U_1' + 2D_1 d^2) S' k_{ос} k_{раз}}{10 U_1' \pi A^4 D_1^2 D_2 P_к}$
	Обмотки ВН (НН) многослойные из круглого провода 6, 10 и 35 кВ	$a_2 = a_к + \dfrac{S' k_{рег} k_{пл}}{10 \pi A^4 D_1^2 P_2 P_к}$
1000—63 000	Обмотки НН винтовые одноходовые 400, 525, 690, 3000, 6000 и 10 000 В	$a_1 = \dfrac{S' k_{рад} k_{раз}}{10 D_1^2 D_2 P_к \left[\pi A^4 - \dfrac{w_1 d^3}{a}(2h_к - 2\delta)\right]}$
	Обмотки ВН (СН и НН) непрерывные катушечные. Радиальные каналы между всеми катушками 6, 10 и 35 кВ	$a_2 = \dfrac{S' k_{рег} k_{рад} k_{раз} \left(1 + \dfrac{h_к + 2\delta}{2b_2}\right)}{10 D_1^2 D_2 P_к \pi A^4}$
	Обмотки НН винтовые двухходовые 400, 525, 690, 3000, 6000 и 10 000	$a_1 = \dfrac{S' k_{рад} k_{раз}}{10 D_1^2 D_2 P_к \left(\dfrac{\pi A^4}{w_1 + 4} - \dfrac{h_к d^3}{a}\right) w_1}$

Мощность, кВ·А	Тип обмоток	Формула
1000—63 000	Обмотки ВН (СН и НН) непрерывные катушечные. Радиальные каналы через две катушки (катушки сдвоены) 6, 10, 35 и 110 кВ	$a_2 = \dfrac{S' k_{\text{рег}} k_{\text{рад}} k_{\text{раз}} \left(1 + \dfrac{h_{\text{к}} + \delta_{\text{ш}}}{b_2}\right)}{10 D_1^2 D_2 P_{\text{к}} \pi A^4}$

Примечания: 1. Все линейные размеры в метрах.

2. Все формулы действительны для масляных и сухих трансформаторов.

3. Ширина осевых каналов в цилиндрических обмотках по (12.10), (12.10а), (12.10б).

4. Радиальные каналы в винтовых и катушечных обмотках трансформаторов до 25 000 кВ·А — 0,005 м, выше — 0,006 м.

Для обмоток ВН многослойных цилиндрических из круглого провода сечение витка, м^2,

$$П_2 = I_2' a/(D_2 D_1 d P_{\text{к}}). \qquad (12.11)$$

Затем по полученному $П_2$ определяется коэффициент площади $k_{\text{пл}}$, учитывающий отношение площади сечения

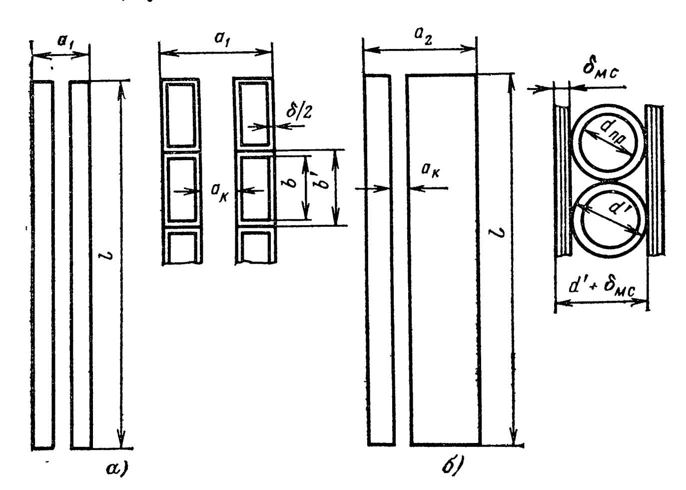


Рис. 12.1. Обозначения размеров для цилиндрических обмоток из прямоугольного (*а*) и круглого (*б*) проводов

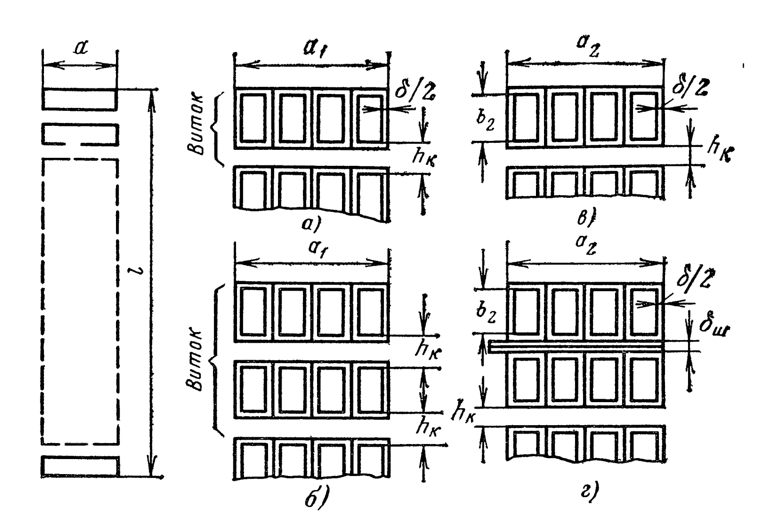


Рис. 12.2. Обозначение размеров для обмоток винтовых одноходовых (*а*) и двухходовых (*б*), непрерывных катушечных с одинарными (*в*) и сдвоенными (*г*) катушками

обмотки к общей площади сечения металла проводов с учетом междуслойной изоляции,

$$k_{\text{пл}} = \frac{d'(d' + \delta_{\text{мсл}})}{\Pi_2} = \frac{4d'(d' + \delta_{\text{мсл}})}{\pi d_{\text{пр}}^2}. \quad (12.12)$$

Обозначения приведены на рис. 12.1, *б*. Диаметр провода выбирается по сортаменту.

Для винтовых обмоток по (12.6) определяется число витков w_1.

Для обмоток ВН (НН) непрерывных катушечных определяются плотность тока J и осевой размер провода b_2 для выбранной плотности теплового потока на поверхности обмоток q и J по (12.7):

для медного провода

$$b_2 \leqslant q/(1{,}07\,J^2 10^{-8}); \quad (12.13)$$

для алюминиевого провода

$$b_2 \leqslant q/(1{,}72 J^2 10^{-8}). \quad (12.14)$$

Для обмоток различных типов должны быть найдены соответствующие коэффициенты заполнения:

обмотки НН цилиндрические из прямоугольного провода (10—630 кВ·А) — коэффициент заполнения в осевом

направлении, т. е. отношение размера изолированного провода к неизолированному $k_{ос}$, и коэффициент, учитывающий разгон при намотке провода, $k_{р}$;

обмотки ВН цилиндрические многослойные из круглого провода (10—630 кВ·А) — коэффициент заполнения площади обмотки $k_{пл}$;

обмотки НН винтовые одно- и двухходовые (1000—63 000 кВ·А) — коэффициент заполнения обмотки в радиальном направлении $k_{рад}$, определяемый аналогично $k_{ос}$, и коэффициент размещения $k_{раз}$, определяющий размещение обмотки с учетом дискретности сортамента обмоточного провода и опрессовки картона в обмотках после сушки;

обмотки ВН и НН непрерывные катушечные (1 000—63 000 кВ·А), аналогично обмоткам винтовым, — два коэффициента — $k_{рад}$ и $k_{раз}$. Для обмоток ВН и СН всех трансформаторов следует ввести также коэффициент, учитывающий наличие регулировочных витков $k_{рег}$ — от 1,05 при ПБВ до 1,10—1,16 при РПН.

Ориентировочные значения коэффициентов для современного сортамента провода приведены в табл. 12.3.

После определения a_1 и a_2 следует уточнить

$$a_р = a_{12} + (a_1 + a_2)/3; \qquad (12.15)$$

$$a = (d + 2a_{01} + 2a_1 + a_{12})/d; \qquad (12.16)$$

$$b = 2a_2/d \qquad (12.17)$$

Таблица 12.3. **Сводная таблица значений коэффициентов для обмоток из прямоугольного провода**

Тип обмотки	Назначение обмотки	Мощность, кВ·А	Класс напряжения, кВ	$k_{ос}$	$k_{рад}$	$k_{раз}$
Цилиндрические одно- и двухслойные	НН	10—630	До 1	1,07	—	1,06
Винтовые	НН	1000—63 000	1—10	—	1,2	1,10
Непрерывные катушечные	ВН (НН)	1000—6300	6, 10	—	1,2	1,10
			35	—	1,3	1,10
Непрерывные катушечные	ВН, СН (НН)	10 000—63 000	6, 10, 35	—	1,2	1,10
			110	—	1,65	1,10

и затем, подставив полученные значения $a_р$, a, b в основные расчетные формулы, вести расчет в обычном порядке. Одна такая ступень последовательного приближения дает достаточно точные результаты.

Необходимо иметь в виду, что для всех вариантов диаметра стержня d и потерь короткого замыкания $P_к$ получаются несколько различающиеся значения a_1 и a_2. Вследствие этого для всех вариантов получаются различные также $a_р$, a, b и все коэффициенты A, A_1, A_2, B_1, B_2, C_1, M и β, размеры и массы активных материалов рассчитываемого трансформатора. Расчет 20—25 вариантов каждого трансформатора серии является достаточно трудоемкой работой. Последовательное уточнение радиальных размеров обмоток, относительно мало изменяющихся от одного варианта к другому, и их использование в дальнейшем расчете требуют точности расчетов до четвертого знака.

При расчете новой серии, содержащей большое число типов трансформаторов, при необходимости варьировать также другие исходные данные (например, $B_с$, $k_с$ и т. д.) система расчетов может быть запрограммирована для расчета на цифровой ЭВМ.

12.3. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПРИ РАСЧЕТЕ СЕРИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При проектировании новой серии для каждого типа трансформатора рассчитывается ряд вариантов, отличающихся основными размерами, массами активных материалов, стоимостью и параметрами холостого хода и короткого замыкания. Выбор оптимального варианта может быть произведен с учетом различных критериев, определяющих целесообразность и возможность реального выполнения того или иного варианта.

Экономическая оценка рассчитанных вариантов каждого типа трансформаторов серии считается важнейшим критерием при выборе оптимального варианта. Экономическое сравнение различных вариантов производится путем сравнения приведенных годовых затрат (см. § 1.3), определяемых для всех вариантов с учетом капитальных вложений в трансформаторную установку и годовых издержек на ее эксплуатацию. Оптимальным считается вариант с минимальными годовыми затратами.

Критерий экономической оценки, будучи наиболее важным, является в то же время по ряду причин не единственным. При расчете трансформаторов многих типов годовые затраты $З$ сравнительно мало изменяются с изменением диаметра стержня трансформатора d или потерь короткого замыкания $P_к$, и различные варианты, отличающиеся

по затратам $З$ на 0,5—1,0 %, получаются в экономическом отношении практически равноценными. Некоторые варианты, являясь экономически целесообразными, могут оказаться неприемлемыми вследствие недостаточных нагревостойкости, механической прочности обмоток при коротком замыкании или по другим причинам. Поэтому при выборе оптимального варианта, в первую очередь по экономической оценке, следует учитывать также другие критерии.

Нагрев обмотки трансформатора определяется конструкцией обмотки и потерями в ней, отнесенными к единице поверхности охлаждения. Поскольку плотность потерь на поверхности обмотки прямо связана с плотностью тока и размером провода обмотки (см. § 7.1), а превышение средней температуры обмоток масляных и сухих трансформаторов над температурой воздуха ограничено ГОСТ 11677-85 (для масляных трансформаторов 65 и для сухих с изоляцией класса А 60 °С), условие допустимого нагрева обмоток силовых трансформаторов может быть обеспечено при плотностях тока, не превышающих в масляных трансформаторах $4{,}5\cdot10^6$ А/м^2 для медных и $2{,}7\cdot10^6$ А/м^2 для алюминиевых обмоток, а в сухих трансформаторах с изоляцией класса А — соответственно $3{,}0\cdot10^6$ и $1{,}8\cdot10^6$ А/м^2. Эти предельные плотности тока будут создавать дополнительные ограничения при выборе оптимального варианта.

Механическая прочность обмоток при коротком замыкании ограничивает выбор вариантов предельными механическими растягивающими напряжениями в проводе обмоток $\sigma_р \leqslant 60$ МПа для медных и 25 МПа для алюминиевых обмоток. В некоторых случаях ограничиваются отдельные размеры трансформатора. Осевой размер обмотки l может быть ограничен в трансформаторах мощностью 40 000—63 000 кВ·А по условиям перевозки по железной дороге. В трансформаторах мощностью 160—6300 кВ·А этот размер иногда ограничивается предельной устойчивостью стержня трансформатора при продольном изгибе в процессе сборки (при малых значениях β) вследствие большой высоты стержня при его малом диаметре.

Выбор оптимального варианта должен сопровождаться также анализом других данных трансформатора потому, что может, например, оказаться, что относительно малое уменьшение годовых затрат достигается в некоторых случаях существенным увеличением стоимости трансформатора, расхода цветных металлов, общей массы трансформатора и т. д.

После выбора оптимального варианта для каждого трансформатора серии необходимо проверить экономичность работы всех трансформаторов серии с учетом возможности работы каждого трансформатора в пределах между его номинальной мощностью и ближайшей меньшей номинальной мощностью по шкале серии. После такой проверки при необходимости проводится корректировка выбранных вариантов и за-

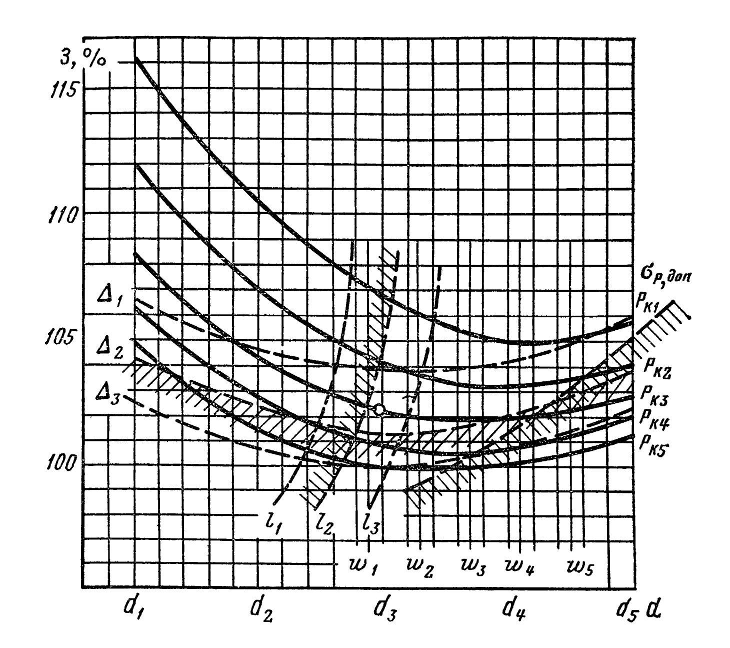


Рис. 12.3. Выбор диаметра стержня d и уровня потерь короткого замыкания $P_к$ по приведенным затратам $З$, плотности тока J, высоте обмотки l и механическим напряжениям в обмотке $\sigma_р$

тем детальная расчетная и конструктивная разработка всех трансформаторов серии.

На рис. 12.3 в качестве примера нахождения оптимального решения графически показаны результаты расчета одного трансформатора из серии трансформаторов. Расчет этого трансформатора был выполнен для пяти вариантов диаметра стержня d_1, d_2, d_3, d_4 и d_5 из нормализованного ряда и для пяти вариантов потерь короткого замыкания $P_{к1}$, $P_{к2}$, $P_{к3}$, $P_{к4}$ и $P_{к5}$. Вместе с вариациями диаметра варьировались также потери холостого хода. Во всех вариантах сохранялись неизменными индукция $B_с$ и напряжение короткого замыкания $u_к$. При обозначениях, принятых на рисунке,

$$d_1 < d_2 < d_3 < d_4 < d_5;$$

$$P_{к1} < P_{к2} < P_{к3} < P_{к4} < P_{к5}.$$

По минимальным приведенным затратам следовало бы выбрать вариант d_3 и $P_{к5}$ или вариант d_4 и $P_{к5}$, однако оба эти варианта не

могут быть выбраны, так как лежат в зоне, ограниченной кривой предельно допустимой плотности тока

$$J\ (J_1 < J_2 < J_3).$$

Высота обмотки l, определяющая высоту стержня, в данном случае ограничена устойчивостью стержня при насадке обмоток. Предельная высота обмотки l принята не более пятикратного значения диаметра стержня.

На рис. 12.3 кривая $l_2 (l_1 > l_2 > l_3)$ ограничивает выбор возможных вариантов областью, лежащей справа от этой кривой.

Механические напряжения в проводе обмоток при коротком замыкании не должны превосходить допустимого предела. В данном случае кривая σ_p налагает запрет на выбор вариантов, лежащих правее и ниже этой кривой.

Исходя из сказанного для рассмотренного примера следует выбрать вариант d_3 и $P_{к3}$ как отвечающий всем поставленным условиям и ограничениям. При проектировании серии подобным образом должен быть выбран оптимальный вариант для каждого типа трансформатора.

Зависимость приведенных затрат $З$ от выбранного диаметра стержня и уровня потерь короткого замыкания, показанная на рис. 12.3, справедлива для нагрузки трансформатора номинальным током. При использовании трансформатора мощностью ниже или выше номинальной затраты будут изменяться. Это показано на рис. 12.4, где для того же трансформатора построены две из 25 возможных характеристик зависимости затрат $З$ от нагрузки, изменяющейся от 0,63 до 1,6 номинальной мощности $S_{ном}$. Кривые рассчитаны для оптимального диаметра d_3 и потерь короткого замыкания $P_{к1}$ и $P_{к5}$. Из рис. 12.4 видно, что положение и наклон кривой $З=f(S)$ изменяются при измене-

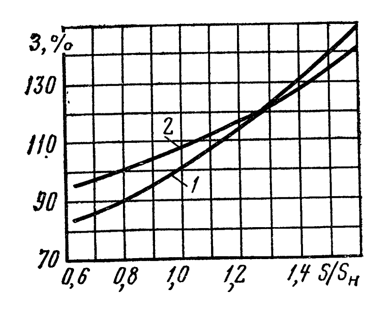


Рис. 12.4. Изменение приведенных затрат $З$ при изменении нагрузки S трансформатора для $P_{к5}$ (1) и $P_{к1}$ (2) ($P_{к5} > P_{к1}$)

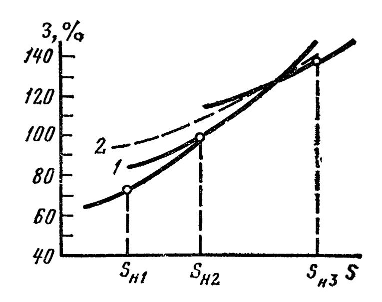


Рис. 12.5. Проверка экономичности работы трансформатора при различных нагрузках

нии $P_к$. Бо́льшим значениям $P_к$ соответствует больший наклон характеристик.

При выборе трансформатора для новой установки с известной мощностью обычно выбирают ближайшую по стандартной шкале бо́льшую мощность трансформатора. При этом экономичная работа трансформаторов должна быть обеспечена не только при их номинальных мощностях, но также при любых других допустимых для них мощностях в диапазоне шкалы мощностей серии. Это условие может быть соблюдено в том случае, когда характеристики $З=f(S)$ для трансформаторов серии составляют общую достаточно плавную кривую без больших скачков. Такие характеристики для рассчитанного трансформатора и двух ближайших по номинальной мощности показаны на рис. 12.5. Из этого рисунка видно, что для рассчитанного трансформатора из двух характеристик, показанных на рис. 12.4, оптимальной является характеристика *1* с бо́льшими потерями $P_к$ и бо́льшим наклоном.

Такая проверка обеспечения экономичной работы трансформаторов в эксплуатации должна быть проведена для всей серии. Окончательный выбор оптимальных вариантов расчета должен производиться из числа вариантов, полученных для каждого трансформатора из графиков типа приведенных на рис. 12.3, с последующей корректировкой по характеристикам $З=f(S)$ трансформаторов всей серии по типу характеристик на рис. 12.5. Наиболее вероятно, что оптимальными для серии будут оптимальные варианты для каждого трансформатора, однако в некоторых случаях возможны отклонения от этого правила.

Список литературы

Основная литература

1. **Петров Г. Н.** Электрические машины. Ч. 1. М.: Энергия, 1974. 240 с.

2. **Иванов-Смоленский А. В.** Электрические машины. М.: Энергия, 1980. 928 с.

3. **Тихомиров П. М.** Расчет трансформаторов. М.: Энергия, 1976. 544 с.

4. **Сапожников А. В.** Конструирование трансформаторов. М.—Л.: Госэнергоиздат, 1959. 360 с.

5. **Антонов М. В. и Герасимова Л. С.** Технология производсгва электрических машин. М.: Энергоиздат, 1982. 512 с.

6. **Лейтес Л. В.** Электромагнитные расчеты трансформаторов и реакторов. М.: Энергия, 1981. 392 с.

7. **Дружинин В. В.** Магнитные свойства электротехнической стали. М.: Энергия, 1974. 240 с.

8. **Васютинский С. Б.** Вопросы теории и расчета трансформаторов. Л.: Энергия, 1970. 432 с.

9. **Боднар В. В.** Нагрузочная способность силовых масляных трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1983. 176 с.

Литература по расчету механических сил и поля рассеяния

10. **Лурье С. И.** Осевые усилия в обмотках трансформаторов. — Электричество, 1972, № 4, с. 23—31.

11. **Лурье С. И., Левицкая Е. И.** Электродинамическая прочность трансформаторов I—II габаритов с слоевыми цилиндрическими обмотками. — Электротехника, 1967, № 4, с. 14—18.

12. **Конов Ю. С., Хубларов Н. Н., Короленко В. В.** Классификация деформаций мощных трансформаторов при внешних коротких замыканиях. — Электрические станции, 1983, № 3, с. 44—46.

13. **Конов Ю. С., Хубларов Н. Н., Горщунов В. Ю.** Расчет механической устойчивости обмоток мощных трансформаторов при коротких замыканиях. — Электрические станции, 1983, № 2, с. 38—41.

14. **Мильман Л. И., Лурье С. И.** Проводниковые материалы при динамическом изгибе. — Электротехника, 1966, № 9, с. 47—49.

Справочная литература

15. **Паволоцкий Л. Я.** Экономическая эффективность новой техники в трансформаторостроении. М.: Энергия, 1980. 120 с.

16. **Липштейн Р. А., Шахнович М. И.** Трансформаторное масло. М.: Энергоатомиздат, 1983. 296 с.

Предметный указатель

К

Л

М

Н

О

С

Т

У

ОГЛАВЛЕНИЕ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ПАВЕЛ МИХАЙЛОВИЧ ТИХОМИРОВ

РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Редактор издательства Л. А. Решмина
Художественные редакторы
В. А. Гозак-Хозак, Г. И. Панфилова
Технический редактор Г. В. Преображенская
Корректор М. Г. Гулина

ИБ № 255

Сдано в набор 21.04 86. Подписано в печать 01.08 86. Т-16788. Формат 84×108 1/32. Бумага типографская № 2. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 27,72. Усл. кр.-отт. 27,72. Уч.-изд. л. 30,36. Тираж 40 000 экз. Заказ 510. Цена 1 р. 30 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Владимирская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли
600000, г. Владимир, Октябрьский проспект, д. 7